



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

HENRI KLASILA
LOISTEHON KEHITYSNÄKYMÄT JAKELUVERKKOYHTIÖSSÄ

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty Tieto-
ja sähkötekniikan dekaanin päätök-
sellä 29. maaliskuuta 2017

TIIVISTELMÄ

HENRI KLASILA: Loistehon kehitysnäkymät jakeluverkkoyhtiössä

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 70 sivua, 2 liitesivua

Elokuu 2017

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: kapasitiivinen loisteho, loistehon kompensointi, loistehon hinnoittelu, sähkönkäyttötottumukset, kantaverkkosopimus

Sähkönjakeluala on kokenut suuria muutoksia viime vuosikymmenten aikana. Viimeistään vuoden 2013 sähkömarkkinalain seurauksena jakeluverkkoyhtiöiden oli pakko keskittyä säävarmojen verkkojen rakentamiseen. Jatkuvan maakaapeloinnin lieveilmiönä on ollut jakeluverkkojen loistehoylijäämän kasvu. Tämä alkoi kasvattaa kantaverkkoyhtiö Fingridin kompensointitaakkaa, jonka seurauksena loistehoon liittyvät sopimusehdot muuttuivat merkittävästi vuoden 2016 kantaverkkosopimukseen. Nyt ollaan tilanteessa, jossa jakeluverkkoyhtiöiden on investoitava loistehon hallintaan ja kohdistettava siitä aiheutuvat kustannukset omille asiakkailleen.

Työn ensimmäisenä tavoitteena oli muodostaa kokonaiskuva asiakkaiden sähkönkäyttötottumuksista ja verkon loistehotilanteesta. Toisena tavoitteena oli kehittää Nivos Energian loistehohinnoittelua, huomioiden muodostettu kokonaiskuva, uuden kantaverkkosopimuksen vaatimukset ja asiakasnäkökulma.

Pienjänniteasiakkaat arvioitiin rajallisen tutkimusdatan pohjalta olevan tehokertoimeltaan keskimäärin induktiivisia. Pätötehoa tuottavien pienjänniteasiakkaiden määrä oli voimakkaassa kasvussa. Näiden asiakkaiden pätötehon kulutus ei ollut kuitenkaan vähentynyt samassa suhteessa kuin anto verkkoon päin oli kasvanut. Syynä tähän oli se, että kulutus ja tuotanto ajoittuivat eri ajankohtiin. Myös keskijänniteasiakkaiden tehokerroin oli induktiivinen siitäkin huolimatta, että kaikilla asiakkailla oli käytössään induktiivisen loistehon kompensointilaitteistoja. Keskijänniteasiakkaissa voitiin aineiston pohjalta nähdä olevan potentiaalia kapasitiivisen loistehon kompensointiin.

Loistehotilannetutkimuksen perusteella Nivos Energian jakeluverkon loistehotase on voimakkaassa muutoksessa kapasitiiviseen suuntaan. Kahdessa liittymispisteessä oli välitön tarve kapasitiivisen loistehon kompensointiin. Näiden liittymispisteiden taakse asennettiin reaktoreita jo tutkimuksen aikana. Kolmanteenkin liittymispisteeseen on kannattavaa hankkia reaktori lähivuosina. Pidemmällä aikavälillä reaktoreita tarvitaan todennäköisesti vielä lisää. Asiakkaiden investoinnit omaan kompensointiin voivat tosin muuttaa liittymispisteiden loistehotilannetta merkittävästi.

Tutkimusten perusteella suurjänniteasiakkaiden loistehon hinnoittelua ei ollut tarpeen muuttaa. Sen sijaan pien- ja keskijänniteasiakkaiden hinnoittelun muutoksen nähtiin olevan tarvetta. Työssä esitetään tähän alustava ratkaisuehdotus, jota voidaan käyttää lähtökohtana uuden hinnoittelumallin luomiseen.

ABSTRACT

HENRI KLASILA: Development prospects of reactive power in the distribution network company

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 70 pages, 2 Appendix pages

August 2017

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: capacitive reactive power, reactive power compensation, reactive power pricing, electricity consumption habits, main grid contract

The electricity distribution network sector has undergone major changes over the last few decades. As a result of the 2013 Electricity Market Act, distribution companies were forced to concentrate on building weatherproof networks. As a side effect of continuous underground cabling, reactive power surplus has been increasing in distribution networks. This began to increase Fingrid's compensation burden in the main grid, which resulted in significant changes in the contract terms of reactive power in the 2016 main grid contract. In the current circumstances, distribution network companies must invest in the reactive power management and allocate the costs to their own customers.

The first aim of the thesis was to provide an overview of the network's reactive power situation and customers' electricity consumption habits. The second objective was to further develop Nivos Energia's reactive power pricing by taking into account the overall situation, the requirements of the new main grid contract, and customer perspective.

Based on limited research data, the power factor of the low voltage customers was estimated to be lagging on average. The number of the low voltage customers generating active power have been growing rapidly. However, active power consumption of these customers had not decreased in the same proportion as the output to the grid had grown. The reason for this was that consumption and production of electricity took place at different times. The power factor of the medium voltage customers was also lagging despite the fact that all of these customers had been using lagging reactive power compensators. Based on the research data, the medium voltage customers seemed to have the potential to compensate leading reactive power.

Research revealed that the balance of reactive power in Nivos Energia's distribution network is undergoing a major change to leading direction. There was an immediate need for leading reactive power compensation at the two connection points to the main grid. Reactors were installed to these connection points already during the study. It will also be profitable to install a reactor to the third connection point in the next few years. More reactors will probably be needed in the longer term. However, customers' investments in the compensators may change the reactive power situation in the connection points substantially.

On the basis of studies, there is no need to change the pricing of reactive power for the high voltage customers. Instead, low and medium voltage customers' reactive power pricing needs some changes. An initial solution for this is proposed in the thesis, which can be used as a starting point for creating a new pricing model.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Nivos Energia Oy:lle vuoden 2017 huhtikuun ja elokuun välisenä aikana. Työn ohjaajana toimi Nivos Energian käyttöpäällikkö Jarno Virtanen, jota haluan kiittää viivyttyksettömistä vastauksista työhön liittyvissä kysymyksissä, jämäkässtä työn seurannasta ja joustavuudesta työn suorittamisessa. Kiitän verkkojohtaja Timo Korpelaista mahdollisuudesta tehdä työ mielenkiintoisesta ja selkeästi määritellystä aiheesta. Lisäksi kiitoksen ansaitsee diplomi-insinööri Perttu Suikkanen, joka auttoi työhön tarvittavan aineiston keräämisessä ja antoi arvokkaita ideoita työhön liittyen. Työn tekemiseen toi mielekkyyttä yrityksessä vallitseva positiivinen työilmapiiri.

Työn tarkastajana toimi professori Sami Repo Tampereen teknillisestä yliopistosta. Kiitokset rohkaisevasta tyylistä antaa palautetta, asiantuntevista kommentteista ja työni tarkastamisesta.

Lämpimät kiitokset lukioaikojeni opettajalle Eeva Nevalaiselle, joka palautti rautaisella otteellaan luonnontieteiden opintoni takaisin raiteilleen. Samoin yliopistonlehtori Hanna Pulkkiselle ja opintoneuvoja Varpu Pitkäselle, joilta sain korvaamatonta apua hakiessani maisterivaiheeseen Tampereen teknilliseen yliopistoon. Tähän pisteeseen ei olisi päästy ilman teidän tukeanne opintopolkuni varrella.

Erityiset kiitokset haluan osoittaa vaimolleni Ellalle, joka on mahdollistanut opiskelujeni onnistumisen tukemalla, kannustamalla ja ottamalla ison vastuun perheestämme. Tästä on hyvä jatkaa ja suunnata katse kohti uusia haasteita!

Mäntsälässä, 31.8.2017

Henri Klasila

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Työn tavoite ja rajausta	2
1.2	Nivos Energia Oy	3
2.	LOISTEHO	4
2.1	Loistehon lähteet ja kuluttajat	6
2.2	Siirtojohdon mallintaminen	6
2.3	Loistehon kompensointi	8
2.3.1	Kapasitiivisen loistehon kompensointi	10
2.3.2	Siirtojohdon kompensointi	14
3.	UUSI KANTAVERKKOSOPIMUS	17
3.1	Kantaverkkosopimuksen muutokset	17
3.2	Loistehorajat	18
3.2.1	Pätötehon kulutukselle	18
3.2.2	Pätötehon tuotannolle	19
3.3	Loistehoikkuna	20
3.4	Loissähkön hinnoittelu	21
4.	NEOY:N ASIAKKAIDEN SÄHKÖNKÄYTTÖTOTTUMUKSET	23
4.1	AMR-data	23
4.2	Tarkasteltavat asiakkaat	25
4.3	Muutokset sähkönkäyttötottumuksissa	25
4.3.1	PJ-asiakkaat	26
4.3.2	KJ-asiakkaat	32
4.3.3	SJ-asiakkaat	34
4.3.4	Kaikki asiakkaat	37
4.4	Mahdolliset sähkönkäytön muutokset tulevaisuudessa	39
4.4.1	Pientuotanto	41
5.	LOISTEHOTILANNE NEOY:N SÄHKÖVERKOSSA	45
5.1	Loistehotilanne liittymispisteissä	46
5.1.1	Hikiä	46
5.1.2	Sirkkosuo	48
5.1.3	Vähänummi	49
5.2	Säävarma verkko	51
5.3	Kompensointitarve kaapelointiasteen kasvaessa	54
6.	LOISTEHON HINNOITTELU NEOY:N ASIAKKAILLE	57
6.1	Asiakasnäkökulmia loistehon kompensointiin	57
6.2	Loistehon kustannukset NEOY:lle	58
6.3	Loistehon nykyinen hinnoittelumalli asiakkaille	59
6.4	Loistehon hinnoittelun kehittämisehdotukset	60
7.	YHTEENVETO	64

LÄHTEET	67
---------------	----

LIITE A: HAASTATTELUKYSYMYKSET

LIITE B: ILMAJOHTOJEN JA KAAPELIEN MUUTOKSET

LYHENTEET JA MERKINNÄT

ET	Energiateollisuus ry
KJ	keskijännite, 20 kV
KSOY	Kymenlaakson Sähkö Oy
LTO	Lämmöntalteenottolaitos
MSOY	Mäntsälän Sähkö Oy
NEOY	Nivos Energia Oy
PJ	pienjännite, 400 V
Sener	Sähköenergialiitto ry
SJ	suurjännite, 110 kV
STUL	Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry
ΔU	jännitemuutos
φ	vaiheensiirtokulma
φ_i	virran vaihekulma
φ_u	jännitteen vaihekulma
ω	kulmataajuus
B	suskeptanssi
b	suskeptanssi pituusyksikköä kohti
C	kapasitanssi
c	kapasitanssi pituusyksikköä kohti
$\cos\varphi$	tehokerroin
G	konduktanssi
g	konduktanssi pituusyksikköä kohti
I	tehollinen virta
L	induktanssi
l	induktanssi pituusyksikköä kohti
P	pätöteho
P_l	siirtojohtojen luonnollinen teho
P_{min}	pienin pätötehotaso
P_{netto}	liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa
Q	loisteho
Q_D	loistehon ottoraja kulutukselle
Q_{DI}	loistehon antoraja kulutukselle
Q_G	loistehon ottoraja tuotannolle
Q_{GI}	loistehon antoraja tuotannolle
Q_k	kulutettu kolmivaiheinen loisteho
Q_{lt}	loistehotase
Q_m	reaktorin mitoitusteho
Q_r	reaktorin kuluttama loisteho
Q_t	tuotettu kolmivaiheinen loisteho
R	resistanssi
r	resistanssi pituusyksikköä kohti
S	näennäisteho
s	johtopituus
S_k	oikosulkuteho
S_R	reaktorin näennäisteho
$\sin\varphi$	loistehokerroin

t_k	huipunkäyttöaika
U	tehollinen jännite
U_N	verkon nimellisjännite
U_r	reaktorin mitoitusjännite
W_{otto}	liittymispisteen ottoenergia vuodessa
X	reaktanssi
x	reaktanssi pituusyksikköä kohti
X_D	kolmiokytkentäisen reaktorin reaktanssi
X_Y	tähtikytkentäisen reaktorin reaktanssi
Y	admittanssi
Z	impedanssi

1. JOHDANTO

Vuosituhanneen alun suurhäiriöt toivat esiin yhteiskunnan riippuvuuden sähköstä. Viimeisen 15 vuoden aikana suurhäiriöitä on ollut useita, jotka ovat kukin osaltaan lisäneet päättäjien tarmoa tiukentaa sähköverkkotoiminnan vaatimuksia. Vakiokorvauskäytäntö ja sen tiukentuminen sai jakeluverkkoyhtiöt siirtymään säävarman verkon rakentamiseen, eli käytännössä maakaapeliin ilmajohtojen sijasta. Vuonna 2013 voimaan astunut sähkömarkkinalaki määritteli ylärajat keskeytysajoille, joissa pysymiseen jakeluverkkoyhtiöt ovat sitoutuneet vuoteen 2028 mennessä. Viimeistään uuden sähkömarkkinalain myötä jakeluverkkoyhtiöt ovat siirtyneet maakaapelointiin.

Maakaapelien kapasitanssit ovat huomattavasti suuremmat kuin ilmajohdoilla, jolloin lisääntyvä maakaapelointi tarkoittaa samalla kapasitiivisen loistehon lisääntymistä sähköverkossa. Tämä taas asettaa haasteensa kantaverkkoyhtiö Fingridille, jolle lisääntynyt loistehon kompensointitarve tuo huomattavia lisäkustannuksia. Vuonna 2016 voimaan tullessa uudessa kantaverkkosopimuksessa ongelmaan on pyritty reagoimaan. Alueellisen mallin sijaan loistehorajoja valvotaan ja laskutetaan nyt liittymispistekohtaisesti ja rajojen ylittämisen hinta tulee asteittain kohoamaan. Uudistukset siirsivät vastuuta loistehosta takaisin jakeluverkkoyhtiöiden harteille, joilla on nyt paine lisätä ja muuttaa omaa kompensointiaan, ja edelleen miettiä loistehon hinnoittelua omille asiakkailleen.

Sähkön tuottaminen ja kulutus ovat olleet viime vuosina murroksessa ja tulevat tulevaisuudessa väistämättä muuttumaan erityyppisiksi kuin nykyään. Uusiutuvien energialähteiden kannattavuuden parantuessa ja ympäristöystävällisempiä ratkaisuja haettaessa, on sähköverkkoon tulossa lisääntyvissä määrin pientuotantoa. Tuotannon osalta ollaan siis siirtymässä keskitetystä mallista kohti hajautettua tuotantoa, mikä tarkoittaa muutostarpeita sähköverkon rakenteeseen.

Lämpöpumppujen yleistymisen nähdään jo muuttaneen asiakkaiden sähkönkulutusta, mutta verkkoyhtiöiden kustannuksia se ei ole pienentänyt, sillä verkko täytyy mitoittaa edelleen huipputehojen mukaan. Uudentyyppiset kuormitukset, kuten sähköautot ja tehoelektroniikan sovellukset tulevat yleistymään tulevaisuudessa, joiden vaikutukset verkkoon voivat olla joko positiivisia tai negatiivisia. Ne saattavat vain kasvattaa huipputehoa, mutta toisaalta oikealla varautumisella tätä kuormaa voitaneen käyttää älykkäästi tasoittamaan verkon kuormitusten vaihteluja.

Tuotannon ja kulutuksen muutoksilla tulee olemaan vaikutuksia jakeluverkon loistehotaseeseen. Pientuotanto pienentää verkon kuormitusastetta, jolloin verkon tuottamaa

loistehoa varten tarvitaan lisää kompensointia. Pientuotanto pohjautuu uusiutuviin energialähteisiin, jolloin tuotanto vaihtelee vallitsevien ympäristöolosuhteiden mukaan. Tämä lisää verkon kuormitusasteen ja loistehon kompensointitarpeen vaihteluja. Esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmien tuotanto on talvella minimissään ja kesällä maksimissaan. Asiakas nojaa siis talven sähköntarpeessaan vahvasti verkkoyhtiön varaan, kun taas kesällä oma tuotanto saattaa kattaa lähes kokonaan oman sähköntarpeen. Verkon siirtokapasiteetti täytyy siis mitoittaa talven huippukuormien mukaan ja loistehon kompensointikapasiteetti kesän huipputuotannon mukaan, mikä tarkoittaa verkkoyhtiön kannalta lisäkustannuksia.

Pientuotannossa on myös mahdollisuuksia, sillä jo käytössä olevilla tekniikoilla niiden tehokerrointa voidaan monissa tapauksissa säätää ja näin käyttää paikalliseen loistehon kompensointiin. Maakaapelointiasteen kasvaessa verkkoyhtiöiden on joka tapauksessa pakko lisätä kompensointia, jolloin voisi olla kustannustehokasta siirtää osa kompensointivastuusta asiakkaille. Asiakkaita voitaisiin hinnoittelulla kannustaa ottamaan enemmän loistehoa, jolla saataisiin kompensoitua verkon tuottamaa loistehoa. Nykyisellään loistehomaksun suuruus määräytyy ilmaisosuuden ylittyessä suurimman tai suurimpien loistehojen mukaan, mikä ohjaa pelkästään tasoittamaan kuormitusta.

Kehittyvä tekniikka mahdollistaa myös kysyntäjoukon toteutumisen. Älykkäällä käytöllä kulutusta voidaan ohjata hetkeen, kun verkon kuormitusaste on pienimmillään, uusiutuvien energialähteiden tuotantoa on tarjolla tai kun asiakkaan omaa pientuotantoa voidaan hyödyntää. Sähköautojen yleistyttyä niiden älykkäällä lataamisella voidaan tasoittaa verkon kuormitusvaihteluita ja näin myös vakauttaa loistehotasapainoa sekä vähentää kompensoinnin säätötarvetta.

1.1 Työn tavoite ja rajaus

Tämän työn tutkimuskohteina ovat:

- Nivos Energian asiakkaiden sähkönkäyttötottumusten muutokset.
- Mahdolliset tulevaisuuden sähkönkäytön muutokset.
- Nivos Energian jakeluverkon loistehotilanteen selvittäminen.
- Nivos Energian asiakkaiden loistehon hinnoittelumallin jatkokehittäminen.

Tavoitteena on saada kokonaiskuva sähkönkäyttötottumusten muutoksista ja pohjustaa tulevaisuuden kulutusmuutoksiin varautumista. Loistehohinnoittelua on tavoitteena kehittää kohti uuden kantaverkkosopimuksen reunaehdot huomioivaa mallia, joka palvelisi sekä yhtiötä että asiakkaita.

Sähkönkäyttötottumusten muutoksien tutkimista varten valitaan asiakkaita eri kulutusryhmistä ja tutkitaan kulutusmuutoksia saatavilla olevan mittausdatan pohjalta. Tulevai-

suuden sähkönkäytön osalta pohditaan mahdollisia skenaarioita, mutta rajataan pois toimenpiteet niihin varautumiseen. Jakeluverkon loistehotilannetta tarkastellaan pääasiassa kantaverkon liittymispisteissä. Loistehon kompensoinnin teknisiä haittavaikutuksia, kuten yliaaltoja, ei työssä käsitellä.

1.2 Nivos Energia Oy

Nivos Energia Oy (NEOY) on jakeluverkkoyhtiö, joka toimittaa sähköä 14 300 asiakkaalle [1]. Jakelualue ulottuu 10 kunnan alueelle, joista suurimmat ovat Mäntsälä ja Kärkölä. Alueeseen kuuluu osia seuraavista kunnista: Hyvinkää, Hausjärvi, Orimattila, Pornainen, Pukkila, Tuusula, Hollola ja Hämeenkoski. Taulukkoon 1 on koottu tietoja NEOY:n sähköverkon rakenteesta.

Taulukko 1. Teknisiä tunnuslukuja vuodelta 2016.

0,4 kV verkko	1292 km
20 kV verkko	898 km
110 kV verkko	52 km
Sähköasema	5 kpl
Muuntamo 110/20 kV	7 kpl
Muuntamo 20/0,4 kV	992 kpl
Verkon maakaapelointiaste	27 %

Vuonna 2016 yrityksen liikevaihto oli 25,6 M€, liikevoitto 2,7 M€ ja henkilöstöä keskimäärin 45 [2]. Sähkön siirron lisäksi yhtiön toimiala kattaa sähkön myynnin, kaukolämmön ja maakaasun jakelun, laajakaistaliittymät ja erinäiset urakointipalvelut. Yhtiöllä on pienimuotoisesti omaa sähköntuotantoa, Halkiankosken (0,2 MW) ja Naarkosken (0,7 MW) vesivoimalat. Yhtiön sähkön hankinta koostuukin pääasiassa voimalaitososuus- ja markkinasähköstä.

Yhtiö juontaa juurensa vuonna 1926 perustettuun Mäntsälän kunnan sähkölaitokseen. Vuonna 1990 yhtiömuoto vaihtui kunnan omistamaksi osakeyhtiöksi, jonka nimeksi tuli Mäntsälän Sähkö Oy (MSOY). Vuoden 2014 loppupuolella MSOY:n koko osakekanta siirtyi osakekaupalla Mäntsälän Kuntayhtiöt Oy:n omistukseen, jolloin MSOY:n toiminta jatkui Mäntsälän Kuntayhtiöt –konsernin tytäryhtiönä. Konsernin nimi muutettiin vuonna 2016 Nivos Oy:ksi ja MSOY yhtenäistettiin konsernin linjan mukaisesti Nivos Energia Oy:ksi vuoden 2017 alussa. Mäntsälän kunta omistaa edelleen koko konsernin osakekannan.

2. LOISTEHO

Pätöteho voidaan laskea vaihtosähkön tehokertoimen eli vaiheensiirtokulman kosinin ($\cos\varphi$) avulla ja sen yksikkö on watti (W). Tehokerroin kuvaa sitä, kuinka suuri osa jännitteen U ja virran I tulona lasketusta näennäistehosta on kuormaan jäävää pätötehoa. Tehokerroin on kapasitiivinen (tuottaa loistehoa), kun $\varphi_u < \varphi_i$ ja induktiivinen (kuluttaa loistehoa) kun $\varphi_u > \varphi_i$. Pätöteho saa maksimiarvonsa tehokertoimen arvolla 1, mikä on mahdollista puhtaasti resistiivisen kuorman ($\varphi = 0$) tapauksessa. Yksivaiheinen pätöteho lasketaan yhtälöllä 2.1.

$$P = UI \cos \varphi \quad (2.1)$$

Missä P = pätöteho
 U = vaihejännite
 I = virta
 $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ = jännitteen ja virran välinen vaihe-ero

Jakeluverkon kuormat ovat käytännössä aina sekakuormia, eli vastuksien lisäksi kuormana on käämejä ja/tai kondensaattoreita. Käämi varastoi energiaa magneettikenttään ja kondensaattori sähkökenttään. Varastoitumisen takia osa tehosta ei ole käytettävissä työn tekemiseen, vaan se liikkuu virtapiirissä loistehona. Käämin induktanssin takia jännite on aina edellä virtaa ($\varphi > 0$) eli se ottaa loistehoa. Kondensaattori on käämin vastakohta, sillä sen kapasitanssin takia jännite on aina virtaa jäljessä ($\varphi < 0$) eli se tuottaa loistehoa. Toisin sanoen, kuorman sisältäessä toisistaan poikkeava määrä induktanssia ja kapasitanssia, sen vaiheensiirtokulma poikkeaa nolasta ja osa työtätekevistä tehosta menetetään. Loisteho Q voidaan laskea loistehokertoimen eli vaiheensiirtokulman sinin ($\sin\varphi$) avulla ja sen yksikkö on reaktiivinen voltiampeeri (VA_r). Yksivaiheinen loisteho lasketaan yhtälöllä 2.2. [3]

$$Q = UI \sin \varphi \quad (2.2)$$

Pätötehon maksimiarvosta eli pelkän jännitteen ja virran tulosta käytetään nimitystä näennäisteho. Näennäistehon S yksikkö on voltiampeeri (VA) ja se sisältää sekä pätötehon että loistehon. Yksivaiheinen näennäisteho lasketaan yhtälöllä 2.3.

$$S = UI \quad (2.3)$$

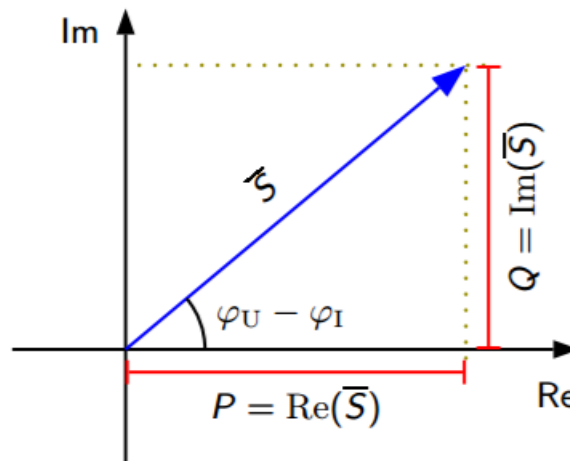
Loisteho muodostaa sen energiaa tuottamattoman osuuden näennäistehosta, mikä heilahtelee sinimuotoisesti ajan suhteen edestakaisin sähkölähteen ja kulutuskojeen välillä.

Pätöteho on se osuus näennäistehosta, joka tuottaa todellista energiaa eli esimerkiksi muuttuu lämmöksi tai tuottaa vääntömomentin pyörivään kuormaan. Edellä mainittu tehokerroin on siis pätötehon suhde näennäistehoon:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.4)$$

Pätö- ja loistehoa voidaan käsitellä suoraan kompleksisen tehon eli näennäistehon osoittimen avulla. Pätöteho on energiaa, joka siirtyy pysyvästi kulutuslaitteisiin eli se on reaalisuure. Loisteho sen sijaan on imaginäärisuure, sillä se heilahtelee sitä kuluttavien ja tuottavien laitteiden välillä. Kompleksinen teho muodostuu pätö- ja loistehon summana (yhtälö 2.5) ja tämä tehosuureiden yhteys nähdään kuvan 1 osoitinpiirroksesta. [4]

$$\underline{S} = P + jQ \quad (2.5)$$



Kuva 1. Kompleksisen tehon muodostuminen. Loisteho on kapasitiivista, sillä jännitteen ja virran välinen vaihekulma on positiivinen. [4]

Sähköverkko on rakennettu varsinaisesti pätötehon siirtämiseen tuotanto- ja kulutuspiirteen välillä, mutta siellä joudutaan siirtämään myös loistehoa. Verkossa on resistiivisiä, induktiivisiä ja kapasitiivisiä kuormia. Kuorma tosin on harvoin puhtaasti kapasitiivinen tai induktiivinen, vaan sillä on myös resistiivisiä ominaisuuksia. Induktiiviset kuormat, kuten moottorit ja loisteputkivalaisimet, kuluttavat toimintaperiaatteensa vuoksi loistehoa. Tästä käytetään nimitystä induktiivinen loisteho. Kapasitiiviset kuormat taas tuottavat verkkoon loistehoa ja tämän osalta käytetään termiä kapasitiivinen loisteho. Verkko itsessään voi olla kapasitiivinen tai induktiivinen, riippuen siinä siirrettävästä tehosta.

2.1 Loistehon lähteet ja kuluttajat

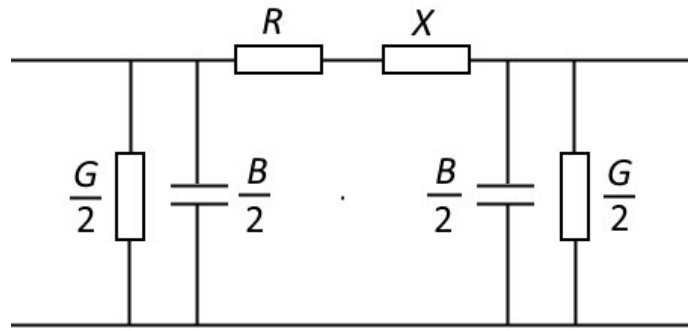
Loistehoa kuluttavia laitteita on lähes kaikilla sähköverkon asiakkailla. Teollisuusasiakkaiden tyypillisiä induktiivisia kuormituksia ovat muuntajat, pyörivät koneet, valokaariuunit, hitsauslaitteet ja tyristoripohjaiset suuntaajakäytöt. Julkisella puolella yleisiä induktiivisia kuormia ovat katuvalaistus ja pumppaamot. Toimistoissa ja kodeissa lämmityslaitteet, loistevalaisimet, elektroniikka ja monet kodinkoneet ovat useimmiten jonkin verran induktiivisia. Yleisesti ottaen voidaan sanoa, että yleisimmät loistehon kuluttajat ovat erilaisia moottoreita.

Monet tuulivoimalaratkaisut tarvitsevat loistehoa generaattorinsa magnetointiin, joten ne ovat induktiivisia kuormia verkolle. Tyypistä riippuen niissä käytetään kuitenkin usein omaa kompensointia tai taajuudenmuuttajia, millä tehokerrointa saadaan muutettua. Aurinkosähkövoimalat eivät loistehon osalta rasita verkkoa, sillä ne kytketään verkkoon vaihtosuuntaajan eli invertterin välityksellä, jossa on yleensä hyvät tehonsäätömahdollisuudet. Sama pätee sähköautoihin, sillä nekin ladataan invertterin kautta. Suuntaajat voivat kuitenkin aiheuttaa häiriöitä, kuten yliaaltoja, verkkoon.

Myös jakeluverkon rakenneosilla ja komponenteilla on aina kapasitanssia ja/tai induktanssia. Asiakkaiden loistehon kulutus haukkaa ison osan, mutta verkon osalta merkittäviä induktiivisia kuormia ovat muuntajat, raskaasti kuormitetut ilmajohdot ja loistehon kulutukseen tarkoitetut reaktorit. Loistehoa verkkoon tuottavat voimalaitosten tahti-generaattorit, kevyesti kuormitettu siirtoverkko (erityisesti maakaapeliverkko) ja kompensointikondensaattorit. Maakaapelien paksun eristyksen ja vaihejohtimien geometrian takia niillä on suuri kapasitanssi, jolloin ne tuottavat loistehoa huomattavasti enemmän kuin ilmajohdot.

2.2 Siirtojohdon mallintaminen

Tässä luvussa pohjustetaan syitä sille, miksi jakeluverkko liittyy olennaisesti loistehon hallintaan ja mallinnetaan siirtojohto helpommin käsiteltävänä sijaiskytkentänä. Siirtojohto, joka voi olla ilmajohto tai maakaapeli, sisältää resistanssia, induktanssia, kapasitanssia ja konduktanssia tasaisesti johtopituudelle jakaantuneena. Alle 200 km pituisilla johdoilla nämä suureet voidaan kuvata keskittyneeksi π - tai T-sijaiskytkennäksi. Kuvas-
sa 2 on siirtojohdon yksivaiheinen π -sijaiskytkentä. [5]



Kuva 2. Siirtojohdon π -sijaiskytkentä.

Johdon impedanssi Z riippuu sen resistanssista, induktanssista ja johtopituudesta. Impedanssi muodostetaan yhtälöllä

$$\underline{Z} = (r + j\omega l)s = (r + jx)s = R + jX, \quad (2.6)$$

missä r = resistanssia pituusyksikköä kohti
 l = induktanssi pituusyksikköä kohti
 s = johtopituus
 x = reaktanssi pituusyksikköä kohti
 R = johdon kokonaisresistanssi
 X = johdon kokonaisreaktanssi

Johdon admittanssi Y riippuu sen konduktanssista, kapasitanssista ja pituudesta. Admittanssi muodostetaan yhtälöllä

$$\underline{Y} = (g + j\omega c)s = (g + jb)s = G + jB, \quad (2.7)$$

missä g = konduktanssi pituusyksikköä kohti
 c = kapasitanssi pituusyksikköä kohti
 b = susceptanssi pituusyksikköä kohti
 s = johtopituus
 G = kokonaiskonduktanssi
 B = kokonaissusceptanssi

Resistanssi aiheutuu johdinmateriaalin ominaisuudesta lämmitä sen vastustaessa läpi kulkevaa sähkövirtaa. Alumiinipoikkipinnoilla 25–130 mm² resistanssi pituusyksikköä kohden on tyypillisesti 0,2-1,0 Ω /km. Konduktanssia esiintyy, koska johtimien välissä ja johtimien ja maan välissä oleva eriste on epäideaalista. Epäideaalisessa eristeessä kulkee sähkökentän vaikutuksesta jonkin verran resistiivistä vuotovirtaa. Jakeluverkon osalta konduktanssi voidaan jättää huomioimatta, koska sillä alkaa olla merkitystä vasta suurilla jännitteillä (≥ 220 kV). [5]

Induktanssin aiheuttaa johdon ympärillä oleva magneettivuo, jonka synnyttää johtimessa kulkeva sähkövirta. Johdon induktanssi riippuu myös muiden osajohtimien etäisyydestä. Induktanssi on sitä suurempi, mitä kauempana johtimet ovat toisistaan. Jännitetaso vaikuttaa vaihejohtimien etäisyyksiin erityisesti avojohdoilla. Avojohtojen induktanssit ja siten myös reaktanssit ovat siis merkittävästi suurempia kuin saman poikkipinnan kaapeleiden. Tyypillisesti avojohdojen reaktanssit ovat jännitetasosta riippumatta suuruusluokkaa $0,3\text{--}0,4 \text{ } \Omega/\text{km}$, kun taas kaapelien reaktanssit ovat noin $0,1 \text{ } \Omega/\text{km}$ luokkaa. [5]

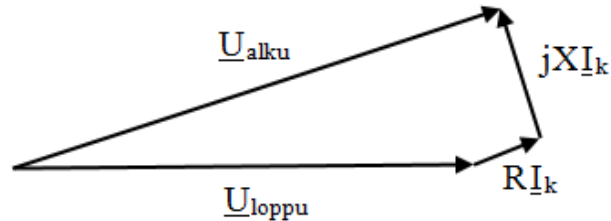
Kapasitanssin aiheuttaa kolmivaihejohdon johtimien ja johtimien ja maan välinen eriste, joiden välille voidaan ajatella syntyvän pieniä kondensaattoreita. Kondensaattorit varastoivat energiaa sähkökenttäänsä ja ne ovat jakautuneet koko siirtojohtovälille, jolloin niiden summana johdolla voi olla merkittävä määrä kapasitanssia. Kapasitanssi riippuu olennaisesti myös osajohtimien keskinäisestä etäisyydestä sekä niiden etäisyydestä maahan ja käytetystä eristemateriaalista. Avojohtojen väliset etäisyydet ja etäisyys maahan ovat suuria verrattuna kaapeliin, jolloin avojohdon kapasitanssi jää pienemmäksi. Lisäksi avojohdojen tai päällystettyjen avojohdojen pääasiallinen eriste on ilma (pieni permittiivisyys), josta syystä kapasitanssi jää huomattavasti pienemmäksi kuin kiinteän eristeaineen (suuri permittiivisyys) kaapeleilla. [5]

2.3 Loistehon kompensointi

Loistehon kompensoinnilla voidaan tarkoittaa joko kapasitiivisen loistehon kompensointia tai induktiivisen loistehon kompensointia. Yksinkertaistetusti kapasitiivisen loistehon kompensointi tarkoittaa loistehon kuluttamista reaktoreilla ja induktiivisen loistehon kompensointi loistehon tuottamista kondensaattoreilla. Ideaalitilanteessa verkossa on sama määrä kapasitiivisen ja induktiivisen loistehon lähteitä, jolloin ne kumoavat toisensa ja erillistä kompensointia ei tarvita. Tämä kuitenkin harvoin toteutuu, sillä loisteho on jännitteen tavoin paikallinen suure, joten sitä joudutaan siirtämään paikasta toiseen. Verkon siirto- ja kuormitus tilanne vaihtelee jatkuvasti, joten kompensointitarvekin on jatkuvassa muutoksessa. Loistehon siirto vähentää pätötehonsiirtokapasiteettia, koska loisvirta kasvattaa kuormitusvirtaa. Siirrosta aiheutuu sekä johtojen että muuntajien jännite-, teho- ja energiahäviöiden kasvua. Loisteho tulisikin tuottaa mahdollisimman lähellä sen kulutuspistettä. Kompensointilaitteistojen oikealla sijoittelulla pyritään minimoimaan verkossa siirtyvä loisteho.

Loisteholla on suora yhteys verkon jännitteeseen, sillä loistehoa tuottavat laitteet nostavat jännitettä, ja loistehoa kuluttavat laitteet laskevat jännitettä. Esimerkiksi kevyessä kuormassa olevat maakaapelit voivat aiheuttaa jännitteen liiallista nousua kaapelin loppupäässä [5]. Täytyy kuitenkin muistaa, että reaktanssi dominoi resistanssia vasta suurjännitteisessä verkossa. Keskijänniteverkossa ja varsinkin pienjänniteverkossa resistans-

silla on merkittävä vaikutus jännitteeseen, jolloin jännitettä on vaikea loistehon kompensoinnilla korjata. Tätä on havainnollistettu kuvassa 3, jossa on kompensoidun siirtojohtojen osoitindiagrammi. Mitä suurempi resistanssi, sitä enemmän pätötehoilla on vaikutusta jännitteeseen. Kompensoidulla tarkoitetaan tässä tapauksessa sitä, että johdolla ei siirry loisvirtaa.



Kuva 3. Kompensoidun johdon resistanssin ja reaktanssin vaikutus jännitteeseen.

Loisteho aiheuttaa näin myös tarvetta jännitteen säätöön. Loistehon siirron välttämiseksi siirtoverkon jännite pyritään pitämään tasaisena, koska loisteho siirtyy korkeammasta potentiaalista matalampaan [6]. Toisaalta loistehon tuotannolla ja kulutuksella voidaan säätää verkon jännitettä. Kun kompensoinnilla huolehditaan verkon eri pisteiden ja itse verkon loistehotasapainosta, saadaan jännitetasot pidettyä sallituilla tasoilla.

Kompensointilaitteen kytkeminen verkkoon aiheuttaa siis solmupisteeseen jännitemuutoksen. Tätä muutosta voidaan arvioida yhtälöllä 2.8. [7].

$$\Delta U = \frac{Q}{S_k + Q} \quad (2.8)$$

Missä ΔU = jännitemuutos
 Q = kompensointilaitteen loisteho
 S_k = oikosulkuteho kytkentäpaikassa

Jakeluverkko tulee mitoittaa loistehon siirron aiheuttama kuormitusvirran kasvu huomioiden, minkä seurauksena joudutaan valitsemaan suurempia muuntajia ja paksumpia siirtojohtoja. Tämä kasvattaa verkkoyhtiön kustannuksia. Lisää kustannuksia tuo loistehon otto kantaverkosta tai tuotto kantaverkkoon ilmaisosuuden ylittäviltä osilta. Kantaverkkoyhtiön loistehohinnoittelu on pyritty asettelemaan niin, että on kannattavampaa kompensoida loisteho jakeluverkossa kuin ostaa tarvittava loistehokapasiteetti kantaverkosta [8]. Edellä mainittujen syiden yhteenvetona voidaan todeta, että verkkoyhtiön loistehon kompensoinnin tavoitteena on vähentää jakeluverkon kautta siirtyvää loistehon määrää siten, että sillä ei ole oleellista merkitystä jakeluverkon mitoittamiseen, siirtohäviöihin tai hankintakustannuksiin kantaverkosta.

Jakeluverkkoyhtiö pyrkii kompensoinnilla optimoimaan tehokertoimensa Fingridin liittymispisteissä minimoidakseen loistehon otto- ja antokustannukset. Edelleen verkkoyh-

tiöllä on omia asiakkaita, jotka kuluttavat tai tuottavat loistehoa. Verkkoyhtiön tehoasiakkaiden hinnoittelu loistehon osalta mukailee yleensä Fingridin vastaavaa eli asiakkaan tulee pysyä määritetyissä loistehorajoissa, tai tiedossa on lisäkustannuksia. Hinnoittelu ohjaa asiakkaita järjestämään oman kompensointia, jolla tehokerroin korjataan vaadittuihin rajoihin.

2.3.1 Kapasitiivisen loistehon kompensointi

Tässä työssä keskitytään kapasitiivisen loistehon kompensointiin, koska lisääntyvän maakaapeloinnin takia NEOY:n jakeluverkon loistehoylijäämä on merkittävässä kasvussa. Kapasitiivisen loistehon hallintaan on useita eri vaihtoehtoja, kuten:

- Kompensoinnin osto Fingridiltä
- Netotussopimukset
- Voimalaitokset
- Verkkoyhtiön loistehotariffit
- Kompensointilaitteet

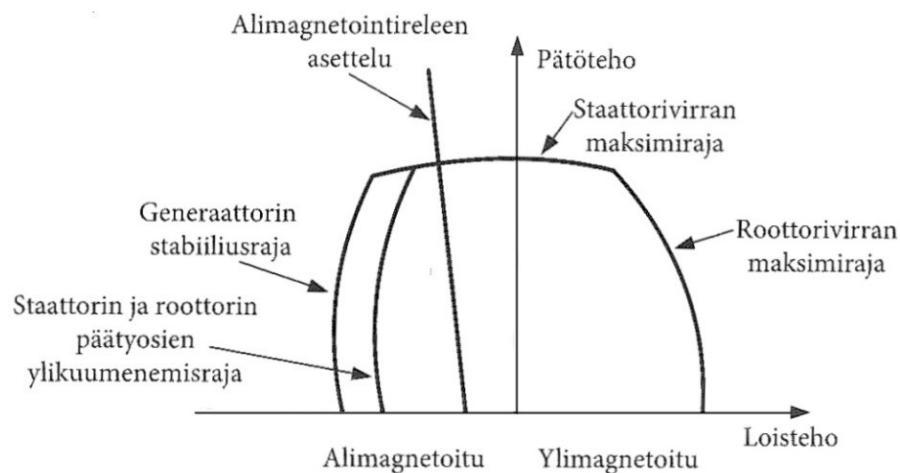
Fingridiltä jakeluverkkoyhtiö voi halutessaan ostaa tarvitsemansa määrän loistehokapasiteettia. Kantaverkkoyhtiö ei ole velvoittanut jakeluverkkoyhtiöitä kompensoimaan omaa loistehoaan. Fingrid on kuitenkin pyrkinyt hinnoittelemaan loistehon niin, että verkkoyhtiöiden on taloudellisesti järkevämpää kehittää omia ratkaisuja loistehon hallintaan. On kuitenkin tilanteita, jolloin verkkoyhtiö katsoo omasta kompensoinnista saatavat teknistaloudelliset hyödyt liian pieniksi ja päätyy ostamaan ainakin osan loistehokapasiteetistaan Fingridiltä [9]. Verkkoyhtiöiden kannattaa joka tapauksessa hyödyntää halvin loistehon hallintamuoto, eli Fingridin tarjoama ilmainen loisteho-osuus, joka on määritelty sekä kulutukselle että tuotolle.

Netotussopimukset tulevat kysymykseen, kun Fingridin kytkinlaitoksen samaan kiskoon on liittyneenä useampi kuin yksi jakeluverkkoyhtiö. Verkkoyhtiöt voivat Fingridin hyväksyessä sopia, että liittymispisteiden loisteho- ja energiamäärien nettosummasta muodostetaan yhteinen loistehoikkuna. Edellytyksenä on, että netotustavasta tehdään erillinen netotussopimus verkkoyhtiöiden ja Fingridin kesken. Netotussopimuksessa määritellään, mitkä mittaukset netotetaan ja nimetään yksi vastuussa oleva verkkoyhtiö, jolle maksut kohdistetaan. Vastuulliseksi nimetyn verkkoyhtiön vastuulla on jakaa maksut netotussopijaosapuolten kesken sopimuksen mukaisesti. [10]

Loistehotariffeilla eli loistehon hinnoittelullaan verkkoyhtiö voi siirtää vastuuta kompensoinnista asiakkailleen, jotka kuluttavat tai tuottavat loistehoa. Verkkoyhtiö voi hinnoittelullaan tehdä loistehon kulutuksen edulliseksi tai jopa hyvittää siitä asiakkailleen. Puolestaan loistehon tuotanto verkkoon päin voidaan hinnoitella niin kalliiksi, että asiakkaan on kannattavampaa hankkia oma kapasitiivisen loistehon kompensointilaitte. Jos

taas asiakkaalla on ennestään käytössään induktiivisen loistehon kompensointilaitteita, kannattaa verkkoyhtiön pyrkiä sopimaan asiakkaan kanssa niiden poistamisesta tai ainakin ohjauksen ja säätöjen parantamisesta. Tavoitetila olisi, että laitteistot säätyisivät loistehotarpeen mukaan ja kytkeytyisivät pois päältä, kun tarvetta ei ole.

Voimalaitoksilla voidaan hallita loistehoa magnetointia säätämällä. Magnetointia voidaan säätää tahtigeneraattoreiden sisäisen jännitteen itseisarvoa muuttamalla. Generaattori kuluttaa loistehoa alimagnetoituna. Loistehon kulutuksen maksimin määrää generaattorin stabiilisuusraja tai generaattorin staattori- ja roottoripäätyjen lämpeneminen magneettikentän vaikutuksesta. Magnetoinnin muutoksilla on vaikutuksia pätötehon tuotantoon ja häviöihin, joten voimalaitokset asettelevat magnetoinnin itsellensä edullisimpaan asentoon. Kuvassa 4 on PQ-diagrammin avulla kuvattu, miten paljon tahtigeneraattori voi antaa pätöteho- ja loistehoa verkkoon ja ottaa loistehoa verkosta. [11]



Kuva 4. Tahtigeneraattorin pätö- ja loistehorajat. [11]

Aurinkosähkö- tai tuulivoimalaitoksia voidaan myös hyödyntää loistehon hallinnassa. Aurinkosähkövoimalaitokset toimivat tasasähköllä, joten ne vaativat invertterin verkkoon liittymistä varten. Inverttereissä on laajat tehonsäätömahdollisuudet, jolloin niiden tehokerroin voidaan asettaa melko vapaasti. Tehokerroin voidaan asettaa pysyvästi induktiiviseksi, jolloin verkosta saadaan kulutettua kapasitiivista loistehoa. Lisäksi markkinoilla on inverttereitä, joita voidaan käyttää kompensointiin yöaikaan [12]. Tällöin invertteri ottaa häviöihin kuluvan tehon verkosta. Epätahtigeneraattoreilla toimivat tuulivoimalat kuluttavat luonnostaan loistehoa. Käytössä on myös taajuusmuuttajilla varustettuja tuulivoimaloita, joiden tehokerrointa voidaan muuttaa halutulla tavalla.

Koska molempien tuotantomuotojen yksiköt ovat useimmiten pieniä ja hajallaan verkossa, vaatii niiden säätö ja käyttö enemmän resursseja verrattuna suuriin tuotantoyksiköihin. Tilannetta korjaa kuitenkin kehittyvän automaation tuomat mahdollisuudet. Toisena haasteena on tuotannon voimakas riippuvuus vallitsevista olosuhteista, jolloin te-

hovaihtelut ovat suuria. Tähän yhtenä ratkaisuna ovat erilaiset sähkön varastointiratkaisut, kuten akustot, joilla vaihteluja voidaan tasoittaa. Varastointiteknologioiden kehittyminen ja halventuminen tuo tulevaisuudessa uudentyyppisiä mahdollisuuksia uusiutuvien energialähteiden hyödyntämiseen verkon tarpeisiin.

Kompensointilaitteet voidaan sijoittaa verkkoon joko keskitetysti tai hajautetusti. Keskitetyllä kompensoinnilla tarkoitetaan sähköasemille sijoitettavia suuritehoisia kompensointilaitteistoja. Sähköasemalle sijoitettavan kompensoinnin etuna on kompensoinnin säädettävyys kaukokäytön avulla, hyödynnettävyys varasyöttötilanteissa ja mahdollisuus käyttää suurempia, kustannustehokkaampia kompensointiyksiköitä. Lisäksi kerralla saadaan laskettua koko kiskon jännitettä ja näin päämuuntajan käämikytkimeen jää enemmän säätövaraa. Hajautetussa kompensoinnissa käytettävät kompensointilaitteistot ovat pienitehoisempia ja ne sijoitetaan jakeluverkon varrelle tai muuntamoihin. Hajautetun kompensoinnin etuna on, että kompensointi voidaan suorittaa mahdollisimman lähellä loistehon lähdettä. Näin johtoyhteyksien siirtokapasiteetti kasvaa ja jännitteenvaihtelut sekä siirtohäviöt pienenevät. [13]

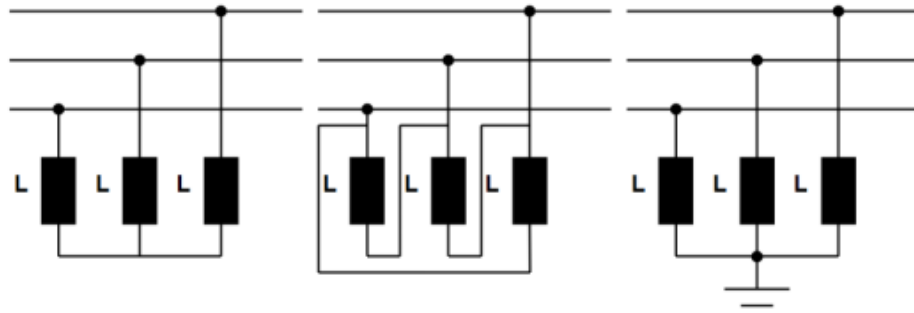
Kapasitiivisen loistehon kompensointiin käytetään suuria keloja, jotka kytketään johdon ja maan välille. Kompensointikelaa kutsutaan melko vaihtelevasti joko kuristimeksi tai reaktoriksi, vaikka kyseessä onkin sama komponentti. Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry (STUL) määrittelee reaktorin itsenäiseksi loistehon kompensointilaitteeksi, ja kuristimen jonkin laitteen komponentiksi [13]. Samaista jaottelua käytetään tässä työssä.

Reaktorit ovat rakenteeltaan joko ilma- tai öljyeristeisiä. Öljyeristeinen reaktori vaatii paljon vähemmän tilaa, mutta on kalliimpi ja painavampi kuin ilmaeristeinen. Reaktorit luovat ympärilleen voimakkaan magneettikentän, tuottavat paljon lämpöä ja ovat melko äänekkäitä, mikä täytyy huomioida niiden sijoittamisessa. Reaktorin kuluttama loisteho voidaan ratkaista yhtälöllä 2.9. [14]

$$Q_r = \left(\frac{U}{U_r}\right)^2 Q_m \quad (2.9)$$

Missä Q_r = reaktorin kuluttama loisteho
 U = verkon jännite
 U_r = reaktorin mitoitusjännite
 Q_m = reaktorin mitoitus-teho

Kolmivaihekytkennältään reaktori voi olla joko tähdessä tai kolmiossa kuvan 5 mukaisesti. Tähtipisteestään maadoitettu reaktori toimii myös maasulkuvirran kompensointina, mutta kytkentä asettaa kovat tekniset vaatimukset käämitykselle. Kolmioon tai maadoittamattomaan tähden kytketty reaktori on maasulkuvirran kannalta ääretön impedanssi, joten niitä voi käyttää vain kapasitiivisen loistehon kompensointiin. [15]



Kuva 5. Reaktorin kolmivaihekytkennät. [15]

Kolmioon kytketty reaktori kuluttaa enemmän kapasitiivista loistehoa kuin tähteen kytketty, koska se toimii pääjännitteellä vaihejännitteen sijaan. Se nähdään seuraavista yhtälöistä, joilla lasketaan reaktorin reaktanssi. [15]

$$X_Y = \frac{U_N^2}{S_R} \quad (2.10)$$

$$X_D = 3 \frac{U_N^2}{S_R} \quad (2.11)$$

Missä X_Y = tähtikytkentäisen reaktorin reaktanssi
 U_N = verkon nimellisjännite
 S_R = reaktorin näennäisteho
 X_D = kolmiokytkentäisen reaktorin reaktanssi

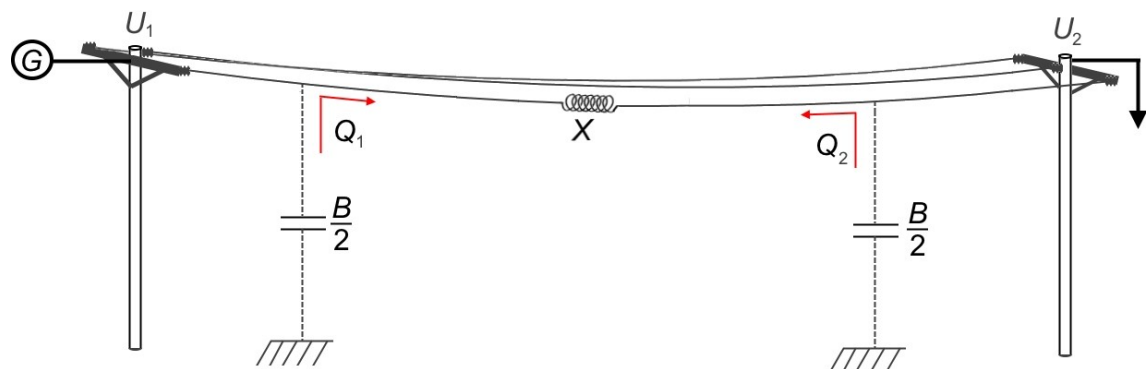
Keskitetyssä kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa käytettävä laite on rinnakkaisreaktori. Reaktori voidaan kytkeä päämuuntajan (110/20 kV) ylä- tai alajännitepuolelle. 110 kV:n puolelle asennettaessa saadaan kompensoitua huomattavasti suurempi määrä loistehoa, mutta rasitetaan päämuuntajaa sen läpi siirrettävällä loisteholla. Oletuksena on tässä tapauksessa, että loisteholähteenä on 20 kV:n kaapelit. Kiinteän reaktorin sijasta kannattaa investoida kalliimpaan säädettävään reaktoriin jos halutaan minimoida kytkentäilmiöt (jännitevaihtelut) kasvattamalla kompensointitehoa hitaasti, varautua tulevaisuuden kompensointitarpeisiin ostamalla nykyhetken tarvetta suurempi yksikkö ja reagoida verkon hetkellisiin kompensointitarpeiden muutoksiin. 110 kV:n verkkoon liitettävät reaktoriyksiköt ovat teholtaan välillä 10–40 MVar ja 20 kV:n keskitettyyn kompensointiin tarkoitetut reaktoriyksiköt välillä 0,5–5 MVar. Reaktoriyksiköistä voidaan muodostaa teholtaan suurempia kokonaisuuksia kytkemällä niitä rinnakkain. [9]

Hajautetussa kompensoinnissa käytetään pienempitehoisia rinnakkaisreaktoreita ja muuntaja-kuristimia. Reaktorien teho on tyypillisesti luokkaa muutamia satoja kilovareja. Muuntaja-kuristin on yhdistelmälaite, joka sisältää sekä jakelumuuntajan että rinnakkaiskuristimen. Rinnakkaiskuristin sisältää myös maasulkuvirran kompensointilaitteen, joka voidaan tarvittaessa kytkeä pois käytöstä. Muuntaja-kuristimet sijoitetaan keski-

jänniteverkkoon kuristimen mitoituksen määrittämin välein ja väleille voidaan sijoittaa tarvittaessa tavallisia jakelumuuntajia. Etuna ratkaisussa on, että yhteen muuntamokoppiin sijoitettu laite tekee jännitemuunnoksen ja kompensoi sekä kapasitiivista loistehoa että tarvittaessa maasulkuvirtaa. [16]

2.3.2 Siirtojohdon kompensointi

Siirtojohdot sekä kuluttavat että tuottavat loistehoa. Johdon induktanssin takia sillä on induktiivista reaktanssia, joka kuluttaa loistehoa. Kapasitanssin takia johdolla on myös kapasitiivista reaktanssia, joka tuottaa loistehoa. Tilannetta on havainnollisesti kuvan 6 kolmivaiheisessa siirtojohdossa, jonka resistanssi ja konduktanssi on oletettu nolllaksi. Keskijänniteverkossa resistanssi on tosin lähempänä reaktanssin suurusluokkaa, mutta jätetään se tässä huomioimatta asian yksinkertaistamiseksi.



Kuva 6. Siirtojohdon loistehon kulutus ja tuotanto.

Johdon tuottama loisteho eli varausloisteho ei riipu johdon kuormituksesta vaan jännitteen neliöstä. Johtojen pitkittäisreaktansseissa kuluva loisteho taas riippuu kuormitusvirran neliöstä. Kuluvan ja tuotetun loistehon määrä kasvaa siirtomatkan kasvaessa. Siirtoverkon jännite pyritään pitämään vakiona, joten johdon tuottama loisteho pysyy lähes vakiona. Kuormitusvirta sen sijaan vaihtelee verkon kuormituksen mukaan, jolloin myös loistehon kulutus vaihtelee voimakkaasti. Johdon loistehotase saadaan vähentämällä kulutetusta loistehosta tuotettu loisteho:

$$Q_{lt} = Q_k - Q_t = 3XI^2 - BU^2 \quad (2.12)$$

missä

- Q_{lt} = johdon loistehotase
- Q_k = kulutettu kolmivaiheinen loisteho
- Q_t = tuotettu kolmivaiheinen loisteho
- X = johdon kokonaisreaktanssi
- I = kuormitusvirta
- B = johdon kokonaissuskeptanssi
- U = pääjännite

Johdon loistehotase tarkoittaa johdon muusta verkosta ottamaa loistehoa. Loistehotase on positiivinen eli loistehoa otetaan muusta verkosta, jos johdossa kuluva loisteho on suurempi kuin sen tuottama loisteho. Tässä tapauksessa johdon sanotaan käyvän yli-luonnollisella teholla. Kun johto tuottaa loistehoa enemmän kuin kuluttaa eli siirtää loistehoaan muuhun verkkoon, on loistehotase negatiivinen. Johto käy siis aliluonnollisella teholla. Kun loistehotase on 0, sanotaan johdon toimivan luonnollisella teholla. Tässä tapauksessa tuotettu ja kulutettu loisteho ovat yhtä suuret, jolloin ne kumoavat toisensa ja johdosta tulee puhtaasti resistiivinen kuorma. Näiden tietojen pohjalta voidaan johtaa yhtälö 2.13 luonnollisen tehon laskemiseen. [11]

$$P_l = \frac{U^2}{\sqrt{L/C}} \quad (2.13)$$

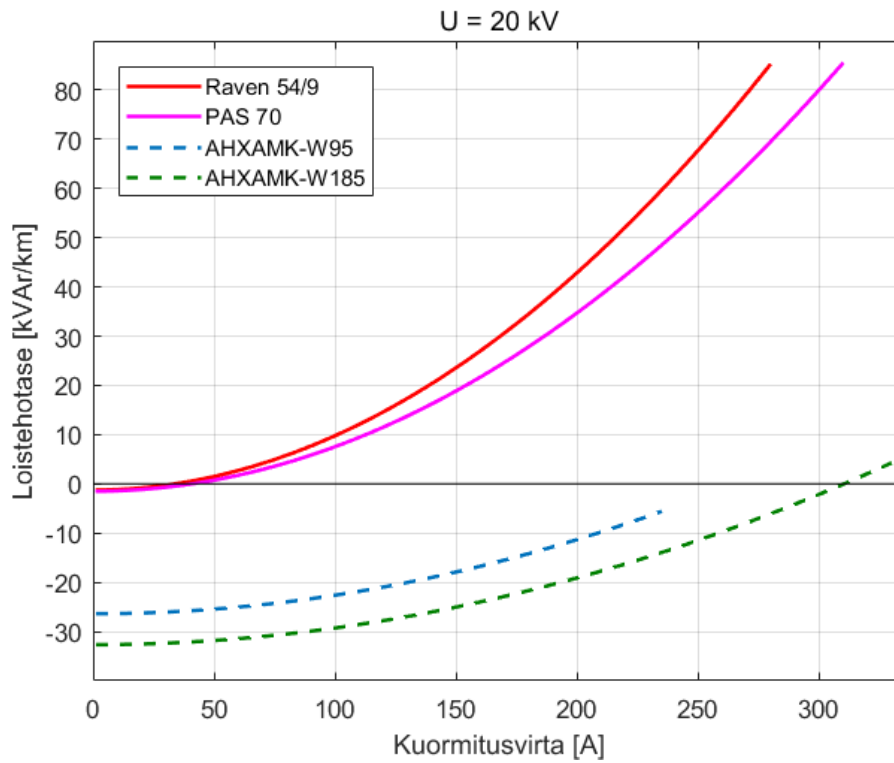
Missä P_l = siirtojohdon luonnollinen teho (kolmivaiheinen)
 U = pääjännite
 L = johdon induktanssi
 C = johdon kapasitanssi

Kaapelilla on avojohtoa suurempi kapasitanssi ja pienempi induktanssi eli kaapeli tuottaa enemmän loistehoa ja toisaalta kuluttaa vähemmän sitä. Täten kaapelien luonnollinen teho on myös paljon suurempi kuin avojohdoilla. Avojohdot ovat pääasiassa loistehon kuluttajia ja kaapelit loistehon tuottajia eli kompensointitarpeet ovat päinvastaisia. Tarkastellaan tilannetta keskijännitejohdoilla. Taulukkoon 2 on koottu NEOY:n verkon yleisimpiä johtoja eri rakennetyypeistä (avojohto, päällystetty avojohto, maakaapeli).

Taulukko 2. Siirtojohtojen sähköisiä arvoja. [17],[18]

Siirtojohto	Induktanssi / vaihe [mH/km]	Käyttökapasitanssi [μF/km]	Kuormitettavuus [A]
Raven 54/9	1,171	0,010	280
PAS 70	0,961	0,012	310
AHXAMK-W95	0,400	0,210	235
AHXAMK-W185	0,360	0,260	330

Kuvassa 7 on taulukon 2 johtojen loistehotaseiden riippuvuus kuormitusvirrasta. Kuvaajasta nähdään, että pientä kuormitusta lukuun ottamatta ilmajohtot kuluttavat loistehoa. Suuremmilla kuormitusvirroilla ilmajohtot ovat merkittäviä loistehon kuluttajia. Kaapelit ovat loistehon tuottajia aina lähelle termisen kuormituksen rajaa ja pienemmän poikkipinnan kaapelin osalta loistehotase jää pysyvästi kapasitiiviseksi. Näin merkittävä ero ilmajohtojen maakaapelien loistehotaseen välillä selittää sen ongelman, jonka kanssa verkkoyhtiöt nyt painiskelevat.



Kuva 7. Siirtojohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona.

Loistehotaseen muutokset näkyvät johdolla jännitteen muutoksina. Jännite kasvaa johdon loppupäätä kohti. Jotta jännite pysyisi aina vaadituissa rajoissa, tarvitaan loistehon kompensointia. Kantaverkossa kompensoinnilla pyritään siihen, että johdot toimisivat luonnollisen tehon tuntumassa. Jakeluverkossa tilanne on toinen ja kompensoinnilla pyritäänkin lähinnä korjaamaan loistehotasetta kantaverkon suuntaan. [19]

3. UUSI KANTAVERKKOSOPIMUS

Kantaverkkosopimus on kantaverkkoon liittyneen asiakkaan ja kantaverkkoyhtiö Fingridin välinen sopimus, jossa sovitaan osapuolten vastuista oikeuksista ja velvollisuuksista. Sopimuksen solmittuaan asiakas saa siirtää sähköä kantaverkon liittymispisteidensä kautta, sillä edellytyksellä, että asiakkaalla on voimassa oleva liittymissopimus ja avointa sähkön toimitusta koskeva sopimus. Uusi sopimuskausi alkoi 1.1.2016 ja sopimus on toistaiseksi voimassa oleva. [20]

Uusi kantaverkkosopimus toi muutoksia sopimusrakenteeseen, hinnoitteluun, maksuehtoihin ja loistehon hallintaan. Tässä työssä keskitytään muutoksiin loissähkön seuranta- ja hinnoitteluperiaatteissa, jotka muuttuivat merkittävästi verrattuna edeltävään sopimuskauteen. Loissähköön liittyvien sopimusmuutosten taustatekijänä on ollut kasvanut loistehon määrä kantaverkossa, joka on lisännyt Fingridin käyttö- ja ylläpitokustannuksia.

Jakeluverkkojen maakaapeloinnin myötä liittymispisteiden tehokerroin on isossa muutoksessa ja suunta on entistä kapasitiivisempaan päin. Mahdollisia muita syitä loistehon määrän kasvuun ovat kuormitusten muuttuminen vähemmän induktiivisiksi ja voimalaitosten ajotilanteiden muutokset. Sähkön markkinahinnan alhaisuus on vähentänyt säädettävien voimalaitosten määrää, eikä uusia laitoksia ole kannattavaa markkinaehtoisesti rakentaa. Voimalaitosten merkitys kantaverkon loistehon hallinnassa on siten pienentynyt, mikä on kasvattanut muun kompensointikapasiteetin merkitystä. [21]

Vuodesta 2011 lähtien loistehon anto 110 kV:n verkosta 400 kV:n verkkoon on kasvanut noin 70 MVar vuodessa, ja reaktorien käyttöaste on kasvanut saman trendin mukaisesti. Lisääntynyt loistehon määrä nostaa kantaverkon jännitettä, mikä pakottaa käyttämään kompensointikapasiteettia myös 110 kV:n verkosta tulevan loistehon kompensointiin. Tämä johtaa ennen pitkää uusiin reaktori-investointeihin. Kesällä pienen kuluksen aikaan liittymispisteiden ja Fingridin omien siirtojohtojen summana loistehon tuotto on ollut niin suurta, että Fingrid on joutunut kytkemään joitakin siirtojohtoja pois käytöstä jännitteen pitämiseksi sallituissa rajoissa. Loistehon määrän muutoksella on siten ollut myös vaikutuksia kantaverkon käyttövarmuuteen. [21],[22]

3.1 Kantaverkkosopimuksen muutokset

Edellisellä sopimuskaudella laskutuksen perusteena olevat loistehorajat muodostettiin alueittain, koosteena kaikista sähköverkon kannalta lähellä toisiaan olevista asiakkaan

tai asiakkaiden liittymispisteistä. Loistehon siirtoa mitattiin siitä huolimatta jo liittymispisteittäin. Alueellinen tarkastelu mahdollisti sen, että asiakas pystyi kompensoimaan liittymispisteen loistehoa muilla alueen liittymispisteiden loisteholla. [23]

Uuden sopimuksen myötä siirryttiin malliin, jossa loistehoikkunat muodostetaan liittymispisteittäin alueellisen tarkastelun sijasta. Laskutuksesta tuli siis seurannan tavoin liittymispistekohtaista. Toisena muutoksena oli, että nyt loistehorajat määritellään nyt erikseen pätötehoa kuluttaville ja tuottaville liittymispisteille. Muutoksia tuli myös loistehoikkunan ylitysten hinnoitteluun. Aiemminkin seuranta-alueen ikkunan ylitysten kustannukset ovat olleet määriteltynä ja Fingridillä on niistä ollut oikeus veloittaa, mutta käytännössä ylityksistä ei ole laskutettu [24]. Näin merkittävät erot edellisiin sopimuksiin tarkoittavat, että useimmat jakeluverkkoyhtiöt joutuvat investoimaan loistehon kompensointiin liittymispisteissään välttyäkseen ylitysmaksuilta. [10]

3.2 Loistehorajat

Jokaisen liittymispisteen loistehoikkuna on yksilöllinen. Yli 110 kV verkon liittymispisteiden osalta loistehorajat sovitaan tapauskohtaisesti. Asiakkaalla on sopimuksen mukaisesti oikeus tarkastella liittymispisteidensä mittaustietoja, mikä antaa asiakkaalle mahdollisuuden punnita eri loistehon hallintamuotojen taloudellisuutta.

110 kV verkon normaalissa käyttö- ja kytkentätilanteessa loistehorajat perustuvat liittymispisteen vuotuiseen pätötehon ottoenergiaan ja pisteen takaisten voimalaitosten yhteenlaskettuun nettosähkötehoon. Liittymispisteen loistehon otto- ja antorajat riippuvat siitä kumpaan suuntaan pätötehoa siirretään. Tuotanto- ja kulutuspisteen rajoissa on siis eroa. Loistehorajojen minimiarvot riippuvat liityntätavasta kantaverkkoon. [10]

Liittymispisteen loistehorajat ja liittymispisteen tyyppi (kulutus / tuotanto) seuraavalle vuodelle tarkistetaan marraskuun loppuun mennessä. Määrittely tehdään edeltävän vuoden lokakuun 1. päivän ja kuluvan vuoden syyskuun 30. päivän välisen jakson mittaus-ten perusteella. Jos liittymispisteen takana tapahtuu merkittäviä muutoksia tarkastelujaksolla, tarkistetaan tiedot välittömästi ja tarkistettut arvot astuvat voimaan tarkistushetkeä seuraavan kalenterikuukauden alusta. [10]

3.2.1 Pätötehon kulutukselle

Pätötehon kulutuksen loistehon ottorajan Q_D minimiarvo on voimajohtoliitynnässä 2 MVar ja sähköasemaliitynnässä 4 MVar. Loistehon ottoraja on maksimissaan 50 MVar. Liittymispisteen pätötehon kulutukselle lasketaan loistehon otto- ja antorajat seuraavien yhtälöiden mukaisesti. [10]

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (3.1)$$

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D \quad (3.2)$$

Missä Q_D = loistehon ottoraja kulutukselle [MVar]
 Q_{D1} = loistehon antoraja kulutukselle [MVar]
 W_{otto} = liittymispisteen ottoenergia vuodessa [MWh]
 t_k = 5000 h (huipunkäyttöaika)
 P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa [MW],
 - jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW, sen $P_{netto} = 0$
 - jos voimalaitosten yhteenlaskettu teho $P_{netto} > 450$ MW, niin se ei kasvata loistehoikkunaa, eli maksimi $0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} = 50$ MVar

3.2.2 Pätötehon tuotannolle

Pätötehon tuotannon loistehon ottorajan Q_G minimiarvo on voimajohtoliitynnässä 2 MVar ja sähköasemaliitynnässä 4 MVar. Loistehon ottoraja on maksimissaan 50 MVar. Liittymispisteen pätötehon tuotannon loistehon otto- ja antorajat lasketaan seuraavien yhtälöiden mukaisesti. [10]

$$Q_G = 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (3.3)$$

$$Q_{G1} = -Q_G \quad (3.4)$$

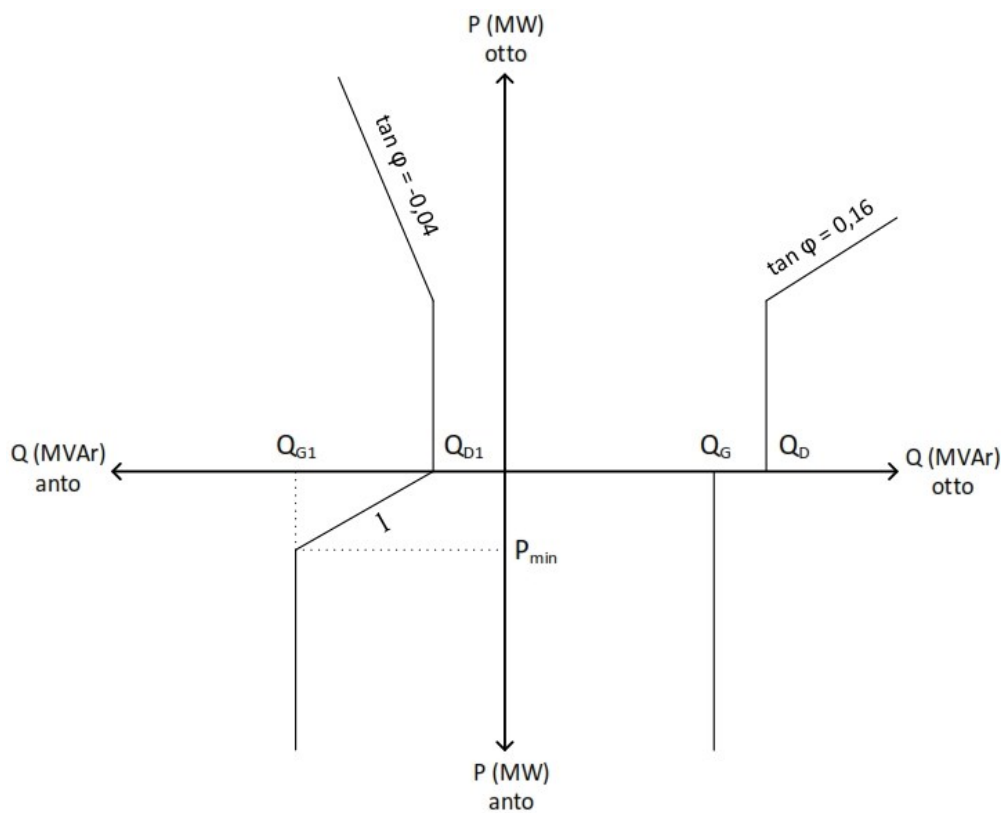
Missä Q_G = loistehon ottoraja tuotannolle [MVar]
 Q_{G1} = loistehon antoraja tuotannolle [MVar]
 P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa [MW]

Liittymispisteisiin, joissa seuraavat 3 ehtoa täyttyvät, ei sovelleta ottorajaa Q_G ja antorajaa Q_{G1} .

1. Liittymispisteeseen on liittyneenä voimalaitos tai voimalaitoksia ≤ 15 km voimajohtamalla,
2. voimalaitokset osallistuvat kantaverkon jännitteensäätöön ja
3. liittynnän takaisen kulutuksen vuosienergia on korkeintaan 1/4 liittynnän takaisen tuotannon vuosienergiasta.

3.3 Loistehoikkuna

Loistehoikkuna määrittää liittymispistekohtaisesti kantaverkosta ilman erillistä korvausta toimitetun ja vastaanotetun loistehon määrän [10]. Edellä määriteltyjen loistehorajojen pohjalta saadaan rajattua liittymispistekohtainen loistehoikkuna. Kuvassa 8 on uuden sopimuksen mukainen loistehoikkuna. Ikkuna on yhdistelmä pätötehon oton jaannon loistehorajoista siten, että x-akselin alapuolelta nähdään loistehorajat pätötehon tuotannolle ja x-akselin yläpuolelta loistehorajat pätötehon kulutukselle. Kuvasta nähdään myös, että suuremmalle pätötehon otolle ja annolle sallitaan leveämpi loistehoikkuna. Termi $\tan\varphi$ on tuotetun tai kulutetun loistehon suhde kulutettuun pätötehoon.



Kuva 8. Loistehoikkuna. [10]

Loistehon toimitus on loistehoikkunan mukaista, kun loistehon otto kantaverkosta ja anto kantaverkkoon tapahtuu seuraavien ehtojen mukaisesti. [10]

- Kulutettaessa pätötehoa, loistehon otto kantaverkosta on enintään luvussa 3.2.1 määritetyn Q_D -arvon suuruinen tai 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta, ja loistehon anto kantaverkkoon on enintään luvussa 3.2.1 määritetyn Q_{D1} -arvon suuruinen tai 4 % kantaverkosta otetusta pätötehosta
- Tuotettaessa pätötehoa, loistehon otto kantaverkosta on enintään luvussa 3.2.2 määritetyn Q_G -arvon suuruinen, ja loistehon anto kantaverkkoon on enintään lu-

vussa 3.2.2 määritetyn Q_{GI} -arvon suuruinen, mutta kuitenkin alle rajan l , joka lasketaan yhtälöllä 3.5.

$$l = Q_{D1} + P \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{min}} \quad (3.5)$$

Missä Q_{GI} = loistehon antoraja tuotannolle
 Q_{DI} = loistehon antoraja kulutukselle
 P = kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho [MW]
 P_{min} = pienin pätötehotaso, jonka liittymispisteen takaiset voimalaitokset voivat tuottaa ilman aikarajaa. Lasketaan: $-0,1 * P_{netto}$
 $P_{netto} = 0$, jos voimalaitoksen teho ≤ 1 MW. Jos voimalaitosten yhteisteho $P_{netto} > 450$ MW, jätetään ikkunan koko maksimiarvoon 50 MVar.

3.4 Loissähkön hinnoittelu

Loistehon ottoa ja antoa seurataan liittymispisteissä tunnin keskiarvoina. Jos liittymispistekohtainen loistehoikkuna ylittyy, Fingrid laskuttaa liittymispisteen haltijaa kuukausittain loistehon oton ja annon tuntikeskitechosta ja loisenergiasta. Loisenergiamaksu määräytyy kuukauden loistehoikkunan ylitysenergian mukaisesti kerrottuna taulukon 3 mukaisella yksikkö hinnalla. Loistehomaksu määräytyy kuukauden suurimman ylityksen mukaisesti. On huomioitava, että 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä poistetaan eli jätetään huomioimatta laskutuksessa. Käytännön tarkoituksena on, että laskutuksessa tulisi huomioitua vain pysyvät loistehoikkunan ylitykset. [10]

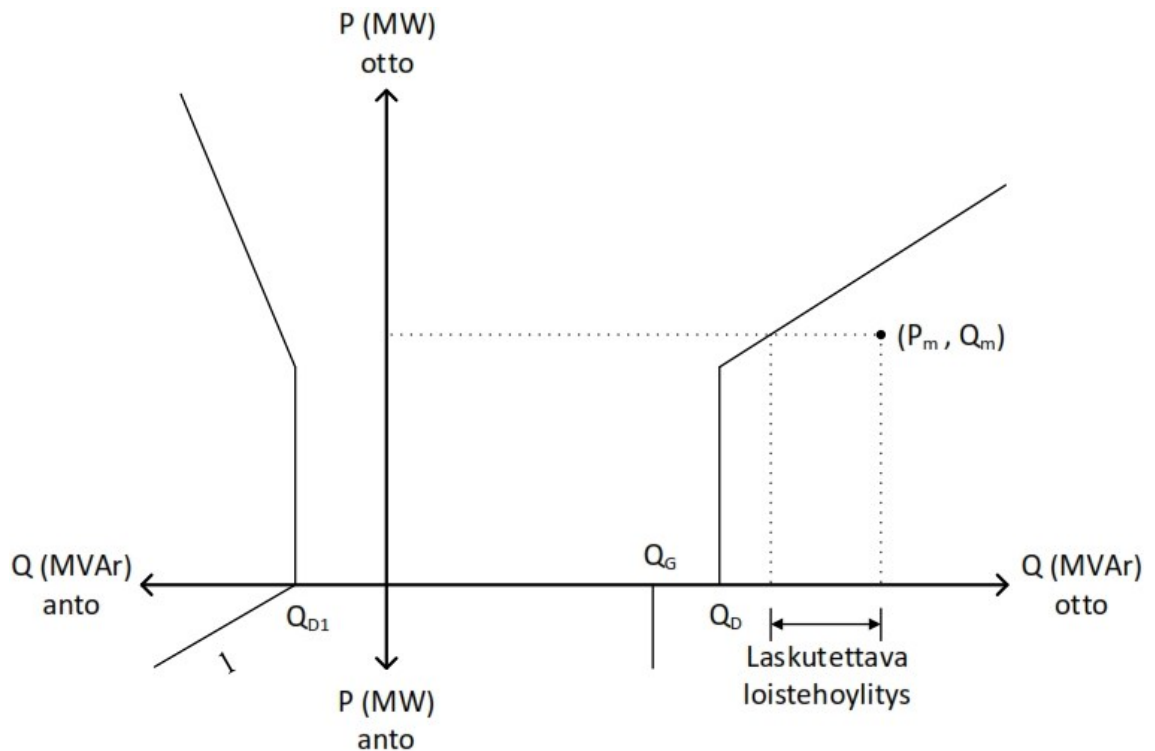
Fingrid antoi uuden sopimukseen loissähkömaksuihin siirtymäajan, jotta asiakkaat ehtivät toteuttaa tarvittavat investoinnit tai muuten varautua muuttuviin kustannuksiin. Vuonna 2016 maksuja ei peritä ja siitä eteenpäin loistehomaksut kasvavat asteittain taulukon 3 mukaisesti. Myös ennen vuotta 2016 ylityksille oli määritetty hinta, mutta kuten jo aiemmin mainittiin, maksuja ei ole peritty.

Taulukko 3. Loistehoikkunan ylitysten hinnoittelu. [25]

Vuosi	Loistehomaksu [€/MVar]	Loisenergiamaksu [€/MVar]
2015	(3000)	(10)
2016	-	-
2017	333	5
2018	666	5
2019	1000	5

Pätötehon kulutuspisteen loistehon käyttöön on muutama lievennys, jotka asiakkaan kannattaa huomioida. Jos liittymispisteen takainen $\geq 0,5$ MVar kompensointiyksikkö tai sitä syöttävä säteittäinen verkko vikaantuu, voidaan asiakkaan esityksestä huomioida puuttuva kompensointiyksikön nimellisteho loistehoikkunassa kohtuullisen korjauksen keston ajalta (≤ 2 viikkoa / tapahtuma). Samaa käytäntöä sovelletaan kompensointiin käytetyn voimalaitoksen vikaantuessa. Jos liittymispisteen takaista > 10 MW voimalaitosta ei käytetä paikalliseen loistehon kompensointiin, voidaan erikseen sovittaessa voimalaitoksen loissähkön vaikutus vähentää liittymispisteen loissähkömittauksesta. Tällöin asiakkaan täytyy kuitenkin toimittaa voimalaitoksen loissähkön tuntimittaukset Fingridille. [10]

Laskutettavaa loistehoikkunan ylitystä on havainnollistettu kuvassa 9, jossa P_m on mitattu pätötehon tuntiteho ja Q_m mitattu loistehon tuntiteho. Kuukauden jokaiselta tunnilta sijoitetaan tämä keskituntitehopari P_m, Q_m kyseisen liittymispisteen yksilölliseen loistehoikkunaan. Jos piste on loistehorajojen ulkopuolella, eikä se kuulu 50 suurimpiin ylityksiin, tulee kyseisestä tunnista laskutettavaa. Loistehomaksu määräytyy suurimman loistehorajan ylityksen mukaan ja loisenergiamaksu ylitysten summana.



Kuva 9. Laskutettavan loissähkön määräytyminen. [10]

4. NEOY:N ASIAKKAIDEN SÄHKÖNKÄYTTÖTOTTUMUKSET

Asiakkaiden sähkönkäyttötottumuksien analysointia varten käytössä oli kaikkien asiakkaiden tuntitehotiedot tammikuun 2013 alusta huhtikuun 2017 loppuun. Mittausdatan toimitti NEOY:n mittaustietokannasta vastaava Rejlers Oy. Data toimitettiin kuukausikohtaisina tekstitiedostoina, jotka sisälsivät kaikkien käyttöpaikkojen pätötehon kulutustiedot tunneittain. Lisäksi mukana oli loistehon kulutus- ja tuotantomittaukset sekä pätötehon tuotantomittaukset niiltä käyttöpaikoilta, joissa kyseisten tietojen luenta oli käytössä. Formaattina oli CSV-muoto, jossa sarakkeet oli eroteltu puolipisteillä ja rivit rivinvaihdolla. Yksittäinen rivi sisälsi käyttöpaikkatunnuksen, tiedon mitattavasta suureesta, aikaleiman, mitatun tuntilukeman ja mittausvirheestä ilmoittavan lippuarvon. Aikaleima oli kyseisen tuntitehomittauksen alkamisaika.

Käyttöpaikat oli jaoteltu kahteen erilliseen tekstitiedostoon pääsulakekoon mukaan. Jaottelu oli tehty perustuen vanhaan tapaan, jossa käyttöpaikat luokiteltiin 0- ja 9-profiilikohteiksi. 0-profiilikohteisiin kuuluvat suuremmat kuluttajat (pääsulakekoko ≥ 63 A) ja 9-profiilikohteisiin pienemmät kuluttajat (pääsulakekoko < 63 A). Tiedot yhdistämällä saatiin yhdistettyä kaikkien asiakkaiden tuntitehotiedot. Mukana olivat asiakkaat kaikista jännitetasoista: pienjännite (PJ), keski-jännite (KJ) ja suurjännite (SJ).

Koska tarkasteltava aikaväli oli pitkä suhteessa tuntikohtaiseen mittaustietoon, paisui käsiteltävä datamäärä valtavaksi (17 Gt). Datan jatkokäsittely oli siten käytännössä pakko hoitaa ohjelmallisesti. Tätä varten kehitettiin Python-ohjelmointikielellä ohjelma, joka otti syötteenä tekstitiedoston ja jaotteli käyttöpaikat Excel-tiedoston välilehtiin mitatun suureen mukaan (P otto, Q otto, P anto ja Q anto). Tuntitehot saatiin näin valmiiksi järjesteltyinä yhden kuukauden mittaukset sisältäviin Excel-tiedostoihin. Koska useimpiin työn tarpeisiin kuukausi on riittävä tarkkuus, muutettiin ohjelman toimintaa siten, että se summasi kuukauden tuntitehot. Yhdistämällä aikajärjestyksessä nämä Excel-tiedostot, saatiin koko aikavälin mittaustiedot kuukauden tarkkuudella yhteen, järkevää kokoluokkaa olevaan tiedostoon. Tuntitehotiedot säilyivät erillisissä tiedostoissa, jotta niitäkin pystyttiin tarpeen vaatiessa tarkastelemaan.

4.1 AMR-data

Tuntitehotiedot on kerätty etäluettavilta sähkömittareilta eli AMR-mittareilta. Valtioneuvoston asetuksessa (66/2009) sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta mää-

rättiin, että 80 % jakeluverkonhakijan käyttöpaikoista tuli olla tuntimittauksen ja etäluennan piirissä vuoden 2013 loppuun mennessä [26]. NEOY:lla AMR-mittarit olivat käytössä lähes kaikilla käyttöpaikoilla jo vuoden 2012 loppuun mennessä. Vuoden 2013 aikana viimeisetkin vanhat, paikallisesti luettavat sähkömittarit korvattiin uusilla etäluettavilla versioilla. Työssä käytetyn mittausdatan voidaan siis katsoa kattavan kaikki asiakkaat, pientä käyttöpaikkajoukkoa lukuun ottamatta tarkastelujakson alkupuolella.

NEOY:n AMR-mittarit ovat Aidon Oy:n valmistamia. Mittarit ovat Aidonin 5500-tuoteperheestä ja niihin päädyttiin aikoinaan 3G-valmiuden takia [27]. Mittareiden etäluennasta ja hallinnasta vastaa Telia Finland Oyj.

Mittarit tallentavat tuntienenergiatiedot rekistereihinsä, josta ne luetaan vähintään päivittäin. Valtaosalta käyttöpaikoista luetaan tällä hetkellä vain pätötehon kulutustiedot. Työn tarkastelujaksolla käyttöpaikkoja, joista on luettu pätötehotiedot, oli 14 723. Osasta käyttöpaikoista luetaan myös loistehon kulutus ($n = 408$), pätötehon tuotanto ($n = 44$) ja loistehon tuotanto ($n = 62$). Loistehon kulutuksen ja tuotantosuunnan mittaus on teknisesti mahdollista käytössä olevissa mittareissa, mutta on todettu taloudellisesti kannattamattomaksi. Oletuksena on ollut, että suurimalla osalla PJ-asiakkaista muut komponentit kuin pätötehon kulutus ovat merkityksettömän pieniä. Koska mittaustietoja tulee säilyttää 6 vuotta ja luettavien rekisterien lukumäärä on oletettavasti vaikuttanut operaattorin hinnoitteluun, on päädytty kustannussyistä ratkaisuun, jossa muita tehotietoja luetaan vain halutuilta käyttöpaikoilta. Esimerkiksi pientuottajien mittareihin aktiivoidaan myös tuotantosuunnan mittaus. Nykyisellään uusien tuotannon mittauksien avauksesta peritään sen suuruinen avausmaksu, että mittauksen avaaminen kaikille käyttöpaikoille ei ole järkevää.

Työn kannalta optimitalanne olisi ollut, että kaikilta käyttöpaikoilta olisi ollut tallennettuna pätö- ja loistehomittaukset molempiin suuntiin koko tarkasteluväliltä. SJ-asiakkaiden osalta tämä vaatimus täyttyi ja KJ-asiakkaistakin vain yhdeltä puuttui tuotantosuunnan mittaus. PJ-asiakkaiden pätö- ja loistehon kulutuksen osalta dataa oli niin suurelta joukolta, että tapahtuneita muutoksia voidaan luotettavasti arvioida. Loistehon kulutusta oli mitattu pääasiassa asiakkailta, joiden pääsulakekoko oli ≥ 50 A. Pitkästi yli 90 %:lla asiakkaista on käytössään ≤ 35 A pääsulakkeet, joten käytetyn datan asiakas-kohtainen loistehon kulutus on moninkertaisesti suurempaa verrattuna keskimääräiseen PJ-asiakkaaseen. Datan pohjalta laskettu PJ-asiakkaiden loistehon kulutuksen yhteismäärä on joka tapauksessa merkittävästi pienempi kuin todellinen kulutus on. Todellisen kulutuksen arviointi on käytössä olevan datan pohjalta hyvin virheeltistä, joten sitä ei katsottu työn kannalta tarpeelliseksi.

Pätötehoa tuottavia asiakkaita oli jopa muutamia enemmän kuin tietojärjestelmiin oli kirjattu, joten niiltäkin osin otanta on varmasti kattava. Loistehon tuotantoa sen sijaan oli mitattu melko rajallisella määrällä PJ-asiakkaita.

4.2 Tarkasteltavat asiakkaat

Asiakkaiden sähkön kulutuksen ja tuotannon muutoksia tarkasteltiin sekä eri jännitetasoihin ryhmiteltyinä että yhdistetysti. PJ-asiakkaiden sähkönkäyttöä tutkittiin myös kulluttajaryhmittäin. Tässä käytettiin hyväksi verkkotietojärjestelmästä saatua asiakkaiden jaottelua eri kulutusryhmiin. Verkkotietojärjestelmässä käytetty ryhmittely oli Sähkölaitosyhdistyksen eli nykyisen Sähköenergialiitto ry:n (Sener) määrittelemien tyyppikäyttäjärühmien mukainen. Ryhmittelyn ajantasaisuudesta ei ole tarkkaa tietoa, mutta useiden pistotarkastusten perusteella tiedot ovat paikkaansa pitäviä tai vähintäänkin oikean suuntaisia. Kaikille asiakkaille ei luokitusta ollut, joten niiden käyttöpaikkojen kulutus tai tuotanto ei ole mukana asiakasryhmittäin tarkasteltaessa. Luokittelemattomien osuus on se erotus, joka jää kokonaiskulutuksen tai -tuotannon ja asiakasryhmien välille. Luokitelluista käyttöpaikoista koostettiin seuraavat käyttäjäryhmät:

- Teollisuus
- Palvelu
- Julkinen
- Maatalous
- Asuminen

Nämä käyttöpaikkojen ryhmittelyt yhdistettiin AMR-dataan. Lisäksi tarkasteltiin erikseen niiden PJ-asiakkaiden kulutus- ja tuotantokäyttäytymistä, joilla oli omaa tuotantoa.

KJ-asiakkaita on 11 kpl, jossa mukana on NEOY:n omistama lämmöntalteenottolaitos (LTO). LTO kerää Yandexin datakeskuksen hukkalämmön ja kierrättää sen kaukolämpöverkkoon. Kohde on työn kannalta mielenkiintoinen tarkastelukohde, sillä siellä oli alkuvaiheessa käytössä kompensointikondensaattorit, mutta ne poistettiin käytöstä, jotta LTO kuluttaisi jakeluverkon loistehoylijäämää.

SJ-asiakkaita on 3 kpl, joihin lasketaan mukaan muut verkonhaltijat Kymenlaakson Sähkö Oy (KSOY) ja Caruna Oy. SJ-asiakkaiden lukumäärä on ollut voimakkaassa kasvussa, sillä vielä vuonna 2013 niitä oli vain 1.

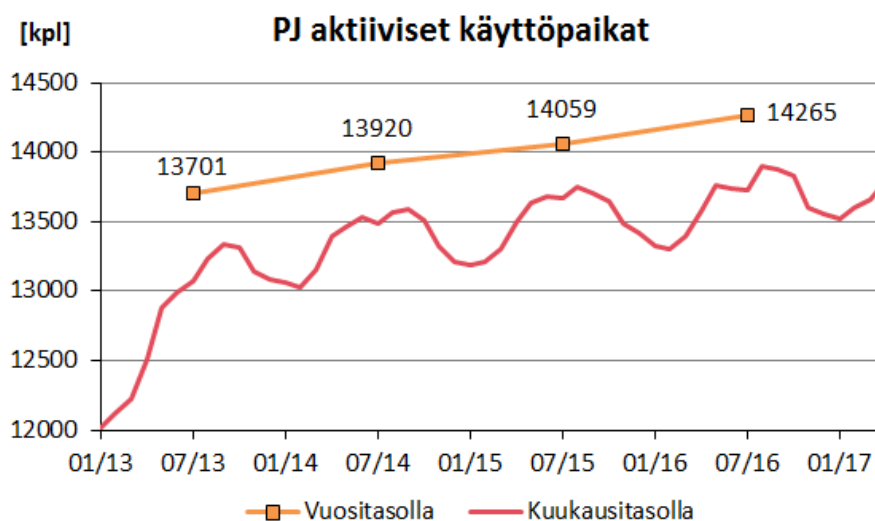
4.3 Muutokset sähkönkäyttötottumuksissa

Asiakkaiden pätö- ja loistehon ottoa ja antoa tarkasteltiin aikavälillä 01/2013 – 04/2017. Kaavioissa käytettiin kuukausittaista dataa vaihtelun havainnollistamiseen ja vuosikohtaista dataa trendin löytämiseen. Kuukausi- ja vuosikohtaiseen tarkasteluun päädyttiin, koska NEOY:n nykyisten kompensointilaitteistojen kompensointiasteen säätö ei ole jatkuva, vaan se tehdään portaittain pidemmille ajanjaksoille. Vuorokausi- ja viikkotason tarkastelu olisi laajentanut työtä ilman merkittäviä hyötyjä, joten ne rajattiin työn ulkopuolelle.

Kuukausienergiat luetaan kaavioissa vasemmalta pystyakselilta ja vuosienergiat oikealta. Vuosienergiat on esitetty oranssina viivakaaviona siten, että niiden arvopisteet on sijoitettu aina kyseisen vuoden heinäkuun kohdalle. Kaavioita tarkasteltaessa on tärkeä huomata käytetty suuruusluokka, joka näkyy pystyakselien yläpuolella. Asiakasryhmätarkastelussa pylväskaavioiden suuruudet nähdään vasemmalta pystyakselilta ja merkittävästi muita suuremman ryhmän viivakaavion arvot oikealta.

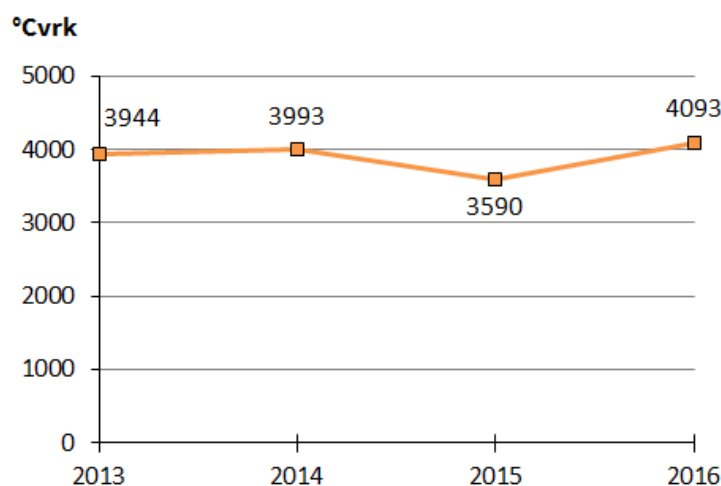
4.3.1 PJ-asiakkaat

AMR-datan perusteella pätötehoa kuluttavien PJ-asiakkaiden määrä vaihtelee jonkin verran kuukausitasolla. Kesäaikaan kuluttajia on eniten, mikä selittyy maatalouden ja kesämökkien sesonkiajalla. Todellinen asiakasmäärä ei kuitenkaan todellisuudessa vaihtelee kuukausitasolla samassa tahdissa, mutta vuositasolla tarkasteltuna voidaan jo melko luotettavasti arvioida todellista asiakasmäärän muutosta. Kuvasta 10 nähdään, että aktiivisten eli pätötehoa tarkastelujaksolla kuluttavien käyttöpaikkojen lukumäärä on lisääntynyt keskimäärin 1,35 % vuosittain.



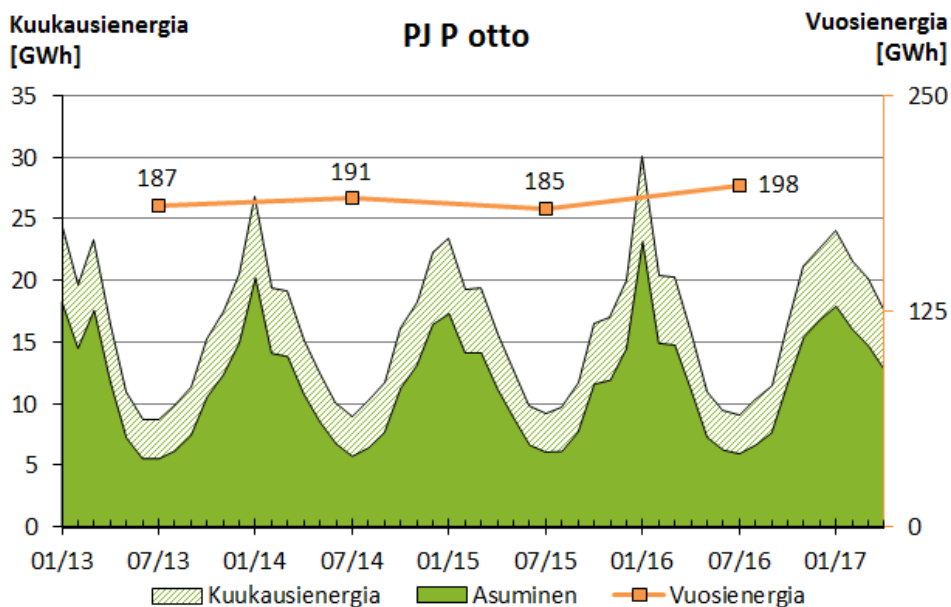
Kuva 10. Kuukausittain ja vuosittain tarkasteltuna PJ-käyttöpaikat, jotka ovat kuluttaneet pätötehoa.

PJ-asiakkaiden pätötehon kulutus on hyvin lämpötilariippuvaista. Kulutus tulisi lämpötilakorjata, jotta vuodet saataisiin vertailukelpoisiksi. Käytettävälle datalle tätä ei tehty, mutta otetaan analysoinnin pohjaksi lämpötilan aiheuttama trendi. Kulutuksen normeerauksessa käytetään Ilmatieteenlaitoksen tarjoamia lämmitystarvelukuja. Lämmitystarveluku lasketaan oletetun sisälämpötilan (yleensä 17 °C) ja ulkolämpötilan vuorokausikeskiarvon erotuksena. Vuosittainen lämmitystarveluku saadaan vuorokautisten lukujen summana. Kuvassa 11 on Mäntsälän lämmitystarveluvut, jotka on laskettu kuntakohtaisella kertoimella vertailupaikkakunta Lahden tiedoista. [28]



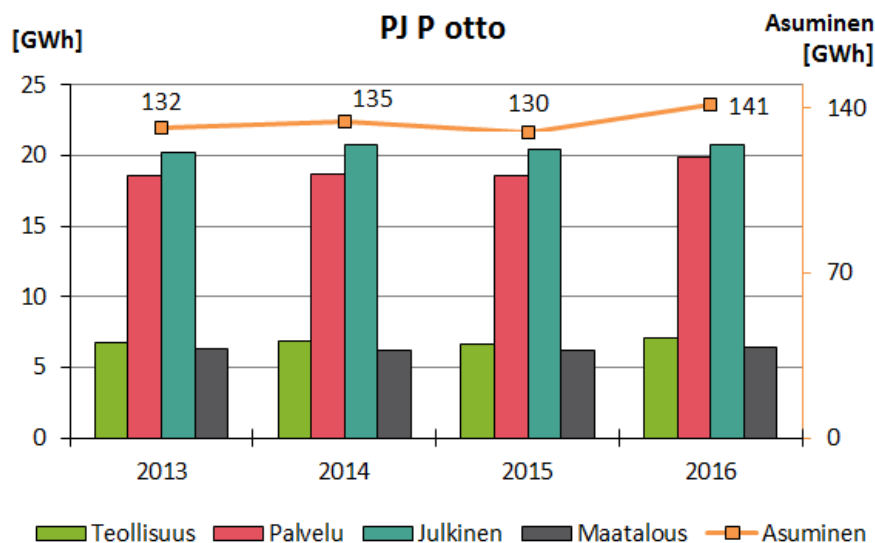
Kuva 11. Mäntsälän lämmitystarveluvut.

Lisääntynyt asiakasmäärä ei näy suoraan pätötehon kulutuksessa (kuva 12). Muutos katoaa sääolosuhteiden aiheuttamaan vaihteluun. Vuosikulutuksen kehitys seuraa lämmitystarvelukujen mukaista trendiä. Kuukausienergioista nähdään talvikauden aiheuttama kulutuspiikki. Vuoden 2016 tammikuussa tapahtuneeseen Suomen kaikkien aikojen kulutusennätykseen ovat selvästi osallistuneet myös NEOY:n asiakkaat. Vuositasolla näyttää siltä, että kulutus tulee pysymään 185–200 GWh:n tasolla jatkossakin.



Kuva 12. PJ-asiakkaiden pätötehon otto ($n = 14707$).

Asiakasryhmittäin tarkasteltuna suurin kuluttaja on asuminen, kuten kuvista 12 ja 13 nähdään. Seuraavaksi suurimmat, mutta huomattavasti asumista pienemmät kuluttajat ovat palveluala ja julkinen sektori. Minkään ryhmän osalta ei ole nähtävissä merkittäviä muutoksia.



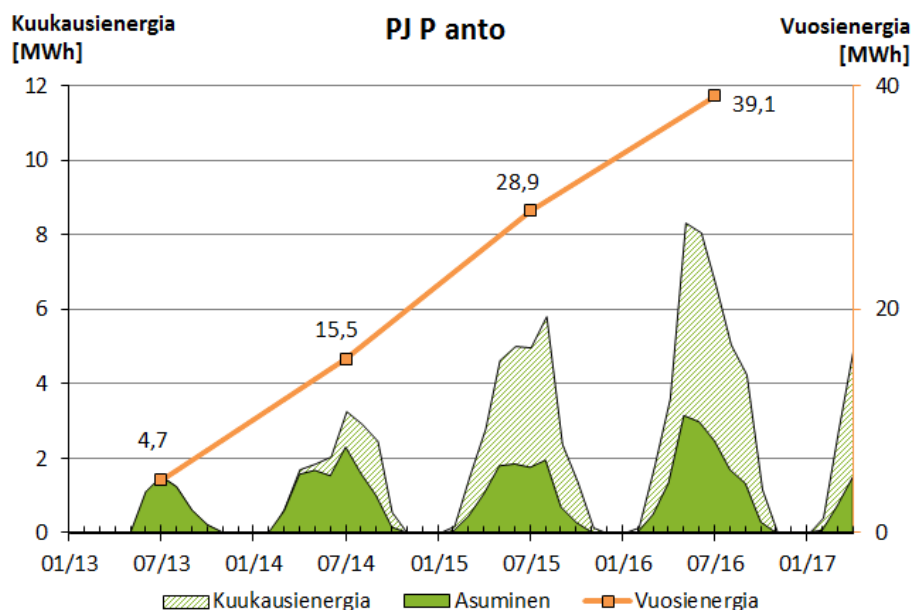
Kuva 13. PJ-asiakkaiden pätötehon otto asiakasryhmittäin.

NEOY:lla on myös asiakkaita, jotka tuottavat pätötehoa verkon suuntaan. Tuotannosta käytetään vaihtelevia nimityksiä. Yleisnimityksenä käytetään pientuotantoa, mutta muitakin termejä on yleisessä käytössä. Pienimuotoiseksi sähköntuotannoksi kutsutaan sähkömarkkinalain (588/2013) mukaan voimalaitosta tai usean voimalaitoksen muodostamaa kokonaisuutta, jonka näennäisteho on enintään 2 MVA [29]. Energiateollisuus ry (ET) määrittelee verkostosuosituksessaan mikrotuotantolaitokseksi voimalaitoksen, jonka maksimiteho on 11 kW ja *tuotettu sähkö on tarkoitettu ensisijaisesti kohteen omaan käyttöön* [30]. Tehoraja vaihtelee eri lähteissä, mutta yleisimmin mikrotuotantolaitoksella tarkoitetaan nimellisteholtaan maksimissaan 100 kVA tuotantoyksikköä. NEOY:n PJ-tuotantokohteiden voidaan täten katsoa olevan mikrotuotantolaitoksia.

Asiakkaan tulee ilmoittaa ja tehdä sopimus NEOY:n kanssa mikrotuotantolaitoksen liittämisestä verkkoon. Verrattaessa dataa ilmoitettuihin kohteisiin, löytyi muutamia pätötehoa tuottavia asiakkaita, jotka eivät olleet NEOY:n tiedossa tai vähintäänkin niiden kirjaus tietojärjestelmiin oli puutteellinen. Näiden tapausten osalta tilanne korjattiin.

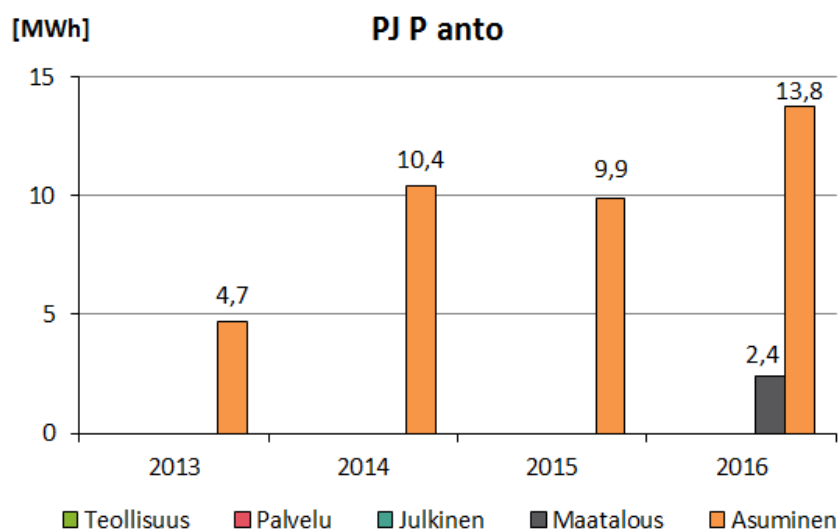
Tehtyjen ilmoitusten perusteella lähes kaikki kohteet ovat aurinkovoimaloita. Kuvasta 14 nähdäänkin, että tuotanto painottuu kesäajalle. Kaaviota tarkasteltaessa tulee huomioida, että kyseessä ei ole kyseisten voimaloiden tuottama kokonaisenergia vaan pelkästään verkkoon päin annettu energia. Tuotettu energia on ollut voimakkaassa kasvussa, lisääntyen keskimäärin noin 11,5 MWh vuosittain. Vuodesta 2013 vuoteen 2016 tuotettu energia on kasvanut yli 8-kertaiseksi. Kasvun selittää pääasiassa uusien mikrotuotantajien lisääntyvä määrä. Oletettavasti ollaan vasta eksponenttikäyrän alkuosassa ja kasvu tulee kiihtymään lähivuosina. Nykyisellä tahdilla 100 MWh:n raja ylittyy vuonna 2022, mutta on mahdollista, että luku on tuolloin jo merkittävästi suurempi. Vielä tällä hetkellä tuotanto on marginaalista suhteessa kulutettuun tehoon, sillä esimerkiksi vuonna 2016

PJ-tuotantoa oli 0,02 % suhteessa PJ-kulutukseen. Tuotanto kasvaa kuitenkin huomattavasti nopeammin kuin kulutus, joten ero tulee kaventumaan kiihtyvällä tahdilla.



Kuva 14. PJ-asiakkaiden pätötehon anto ($n = 38$).

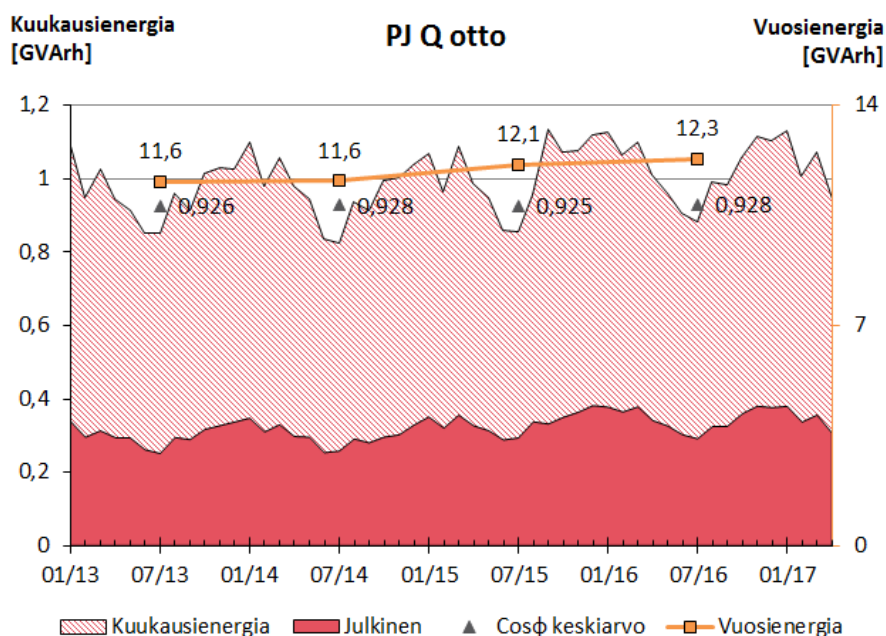
Asuminen on suurin tuottajaryhmä, kuten kuvasta 15 nähdään. Usealta pientuottajalta puuttui luokittelu asiakasryhmään ja tässä kaaviossa näkyvät vain luokitellut pientuottajat, joten arvot poikkeavat kuvan 14 kaaviosta. Tuotantosopimusten perusteella kohteet kuuluvat pääasiassa ryhmään asuminen. Vuodesta 2016 lähtien myös maatalous on liittynyt mikrotuottajien joukkoon.



Kuva 15. PJ-asiakkaiden pätötehon anto asiakasryhmittäin.

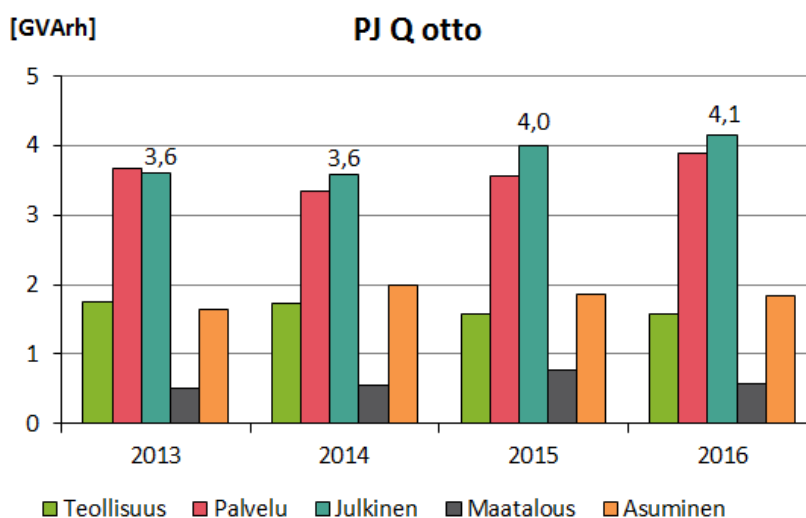
Kuvasta 16 nähdään, että loistehon kulutus on ollut maltillisessa kasvussa, mikä selittyy lähinnä asiakasmäärän kasvulla. Aikavälillä ei ole nähtävissä, että asiakkaiden kuormi-

tukset olisivat muuttuneet vähemmän induktiivisiksi, vaan tehokerroin on pysynyt likimain samana. Loistehon kulutuksen mittauksen piirissä oli vain noin 2,7 % PJ-asiakkaista. Vaikka mittaus oli painottunut suuriin kuluttajiin, on todellinen kulutus todennäköisesti moninkertaisesti suurempi.



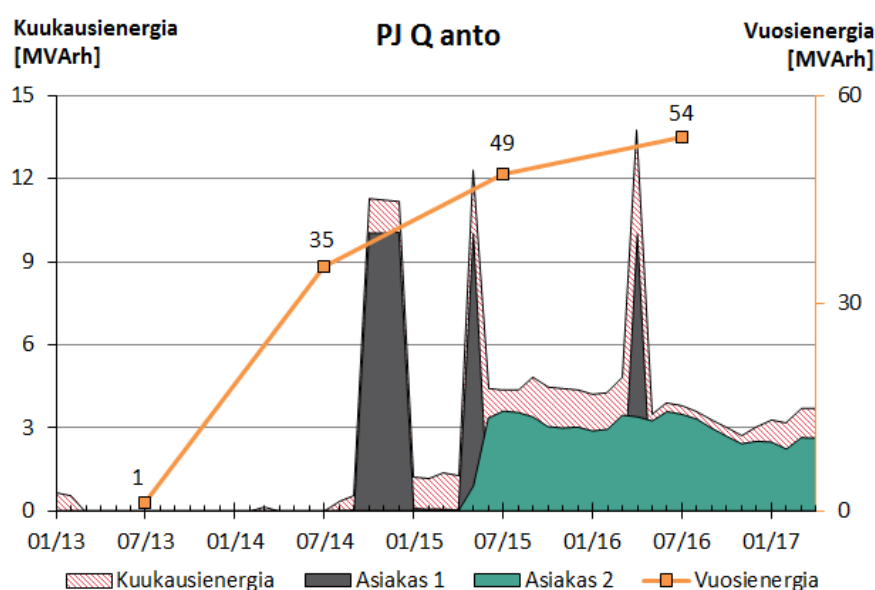
Kuva 16. PJ-asiakkaiden loistehon otto ($n = 391$).

Asuminen olisi todennäköisesti suurin ryhmä jos kulutusta mitattaisiin kaikilta käyttöpaikoilta. Datan perusteella julkinen sektori on suurin loistehon kuluttaja ja lähes yhtä suuren osan haukkaa palvelu (kuva 17). Molempien osalta kulutus on näyttää olevan hienoisessa kasvussa. Teollisuuden kulutus sen sijaan on hieman laskussa.



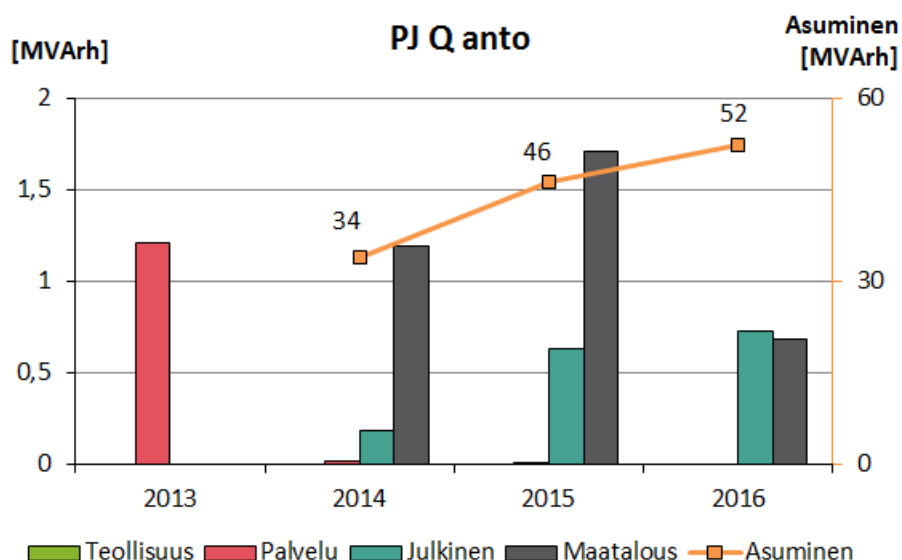
Kuva 17. PJ-asiakkaiden loistehon otto asiakasryhmittäin.

Loistehon anto näyttäisi olevan kasvussa (kuva 18). Tämä ei ole kuitenkaan koko totuus, sillä loistehon annon mittaus on käytössä vain pienellä osalla asiakkaista. Koska valtaosa mitattavista kohteista ovat mikrotuottajia, selittyyannon kasvava trendi jatkuvasti kasvavalla tuottajamäärällä. Loistehon anto on kuitenkin vuositasonolla ollut suurempaa kuin pätötehon anto. Aikavälin voi melkein kokonaan selittää kahden asiakkaan tuotannolla. Molemmissa käyttöpaikoissa on aurinkosähkötuotantoa, joten niissä voisi olla mahdollista säätää tehokerrointa induktiivisemmaksi. Tosin loistehomäärät ovat suhteessa KJ- ja SJ-asiakkaisiin merkityksettömän pieniä. Oppimismielessä näistä kohteista voitaisiin saada hyvää tietoa, jos suuntaajien säädöstä sovittaisiin ja tarkasteltaisiin jälkikäteen, miten muutokset vaikuttivat loistehon tuotantoon.



Kuva 18. PJ-asiakkaiden loistehon anto ($n = 46$).

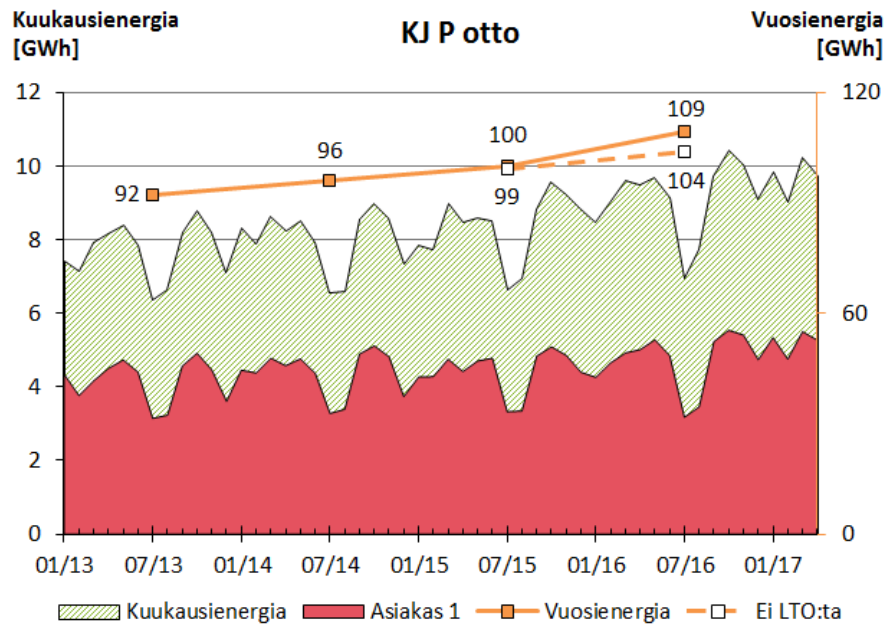
Kuvasta 19 nähdään vielä loistehon anto käyttäjäryhmittäin. Asuminen on selvästi suurin loistehon tuottaja. Maatalouden ja palvelun osalta on tapahtunut selvää laskua loistehon annossa, mutta koska tarkasteltavia asiakkaita on niin vähän, tähän ovat vaikuttaneet yksittäisten käyttöpaikkojen tuntemattomiksi jääneet muutokset sähkönkäytössä.



Kuva 19. PJ-asiakkaiden loistehon anto asiakasryhmittäin.

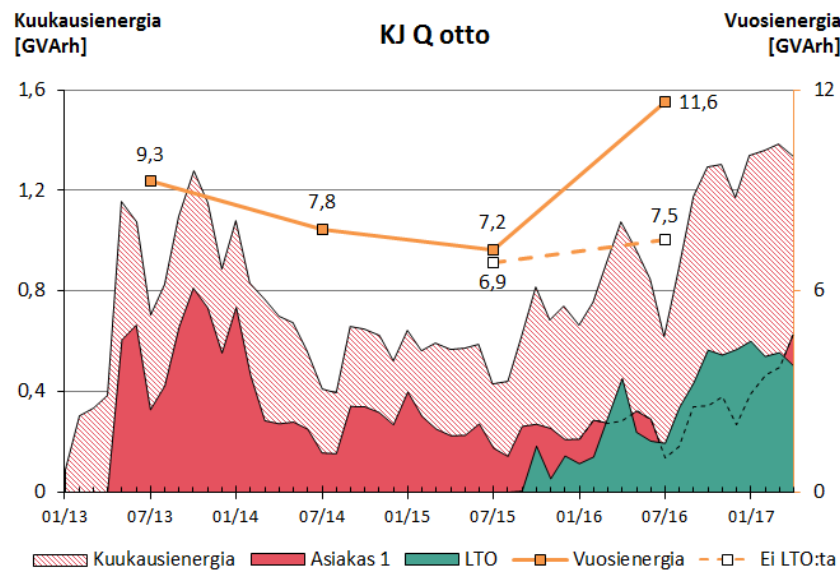
4.3.2 KJ-asiakkaat

KJ-asiakkaiden määrä on pysynyt yhtä poikkeusta lukuun ottamatta samana. Syyskuussa 2015 NEOY:n omistama LTO liittyi uudeksi asiakkaaksi. Pätötehon kulutuksen kehityksen näkee kuvasta 20. Kaaviosta näkee, että vaikka jätetään huomioimatta LTO, on kulutus ollut jatkuvasti pienessä kasvussa. Asiakas 1 käyttää noin puolet pätötehosta ja kulutuksen kasvu vanhojen asiakkaiden osalta onkin käytännössä tullut juuri kyseisen asiakkaan vaikutuksesta. LTO:n vaikutus näkyy kunnolla vasta vuoden 2016 energiassa. Oletettavasti LTO:n kulutus tulee vielä tulevaisuudessa hieman kasvamaan ja mikäli muiden asiakkaiden trendi jatkuu samanlaisena, kulutus jatkaa maltillista kasvuaan. Pätötehon antoa ei KJ-asiakkailla vielä tällä hetkellä ole, mutta todennäköistä on, että pitkällä aikavälillä omaa tuotantoa tulee. Jos näin käy, pysähtyneen kulutuksen kasvu tulevaisuudessa, ellei uusia asiakkaita tule.



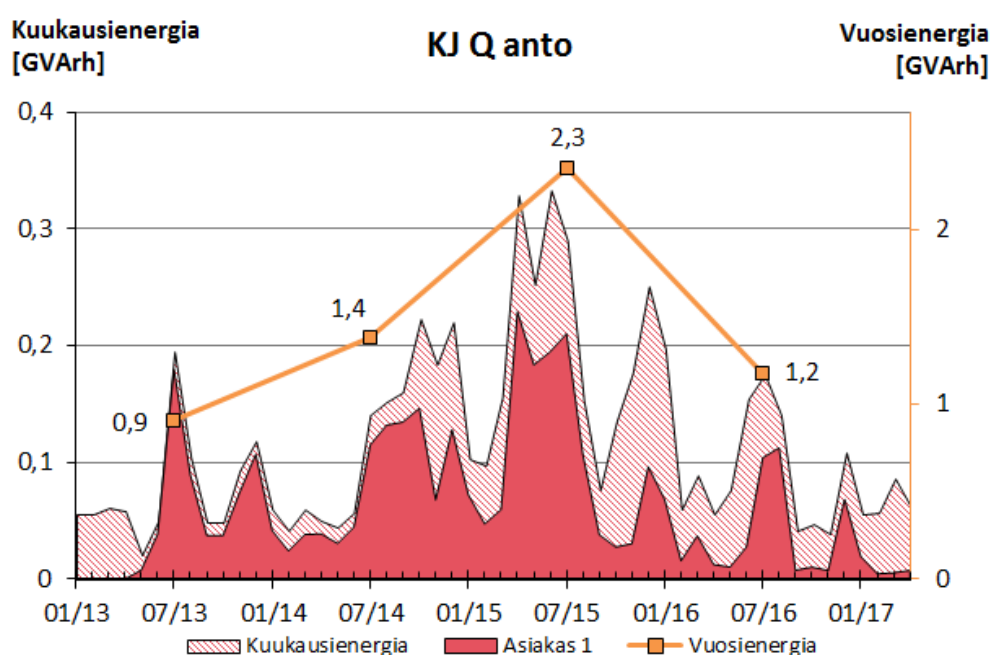
Kuva 20. KJ-asiakkaiden pätötehon otto ($n = 11$).

Loistehon kulutus oli laskussa vuosina 14–15, mikä selittyy yksittäisen asiakkaan kulutuksen muutoksella (kuva 21). Vanhojen asiakkaiden kulutus vaikuttaisi asettuvan jatkossakin 7-8 GVARh:n välille. LTO:n loistehon kulutus on ollut alusta asti kasvussa. LTO:lla oli omat kompensointikondensaattorit, jotka poistettiin käytöstä kesällä 2016. Tavoitteena oli, että LTO kuluttaisi verkon loistehoylijäämää. Jo samana vuonna LTO kulutti loisenergiaa noin 4,1 GVARh. Vuonna 2017 LTO vastaa arviolta noin 0,6-0,7 MVAR:n reaktoria. Päätös on ollut taloudellisesti erittäin järkevä ja siitä voidaan myös päätellä, että KJ-asiakkaissa on potentiaalia verkon kapasitiivisen loistehon hallintaan.



Kuva 21. KJ-asiakkaat loistehon otto ($n = 11$).

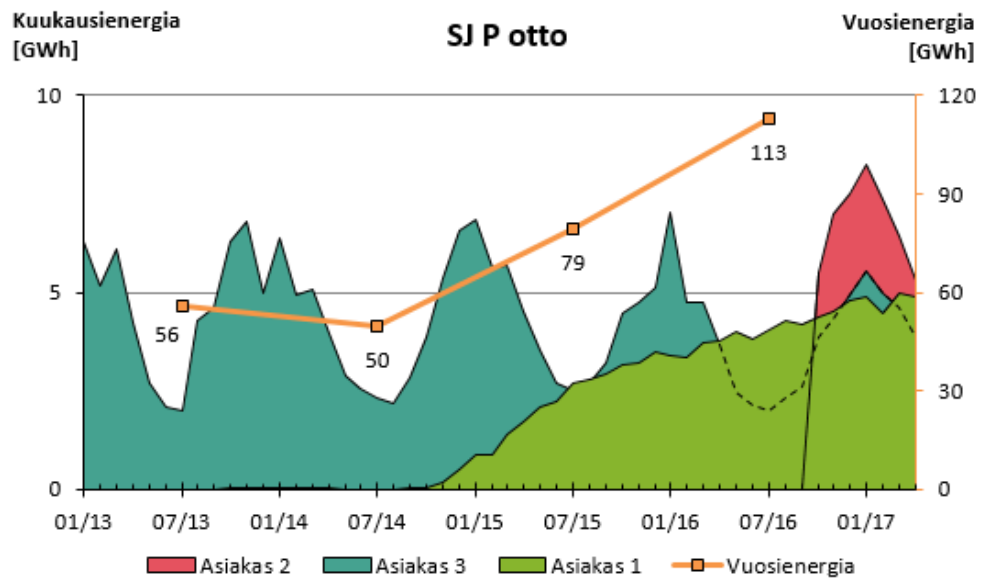
Loistehon anto on pyörinyt vuositasolla 1-2 GVarh:n välillä (kuva 22). Trendi on ollut kasvava vuoteen 2015 saakka. Yksittäinen asiakas on vastannut lähes kaikesta annosta, joten tulevaisuus riippuu voimakkaasti kyseisen asiakkaan muutoksista. Tuntikohtaisen datan perusteella kyseisen asiakkaan anto painottuu yöajan tunneille, jolloin pätötehon kulutus on pienimmillään. Esimerkiksi vuoden 2015 kesäkuun loistehon antoenergiasta 42,5 % ajoittuu välille 23:00–06:00. Kompensoinnin säädölle olisi siis tarvetta. Asiakkaan anto on ollut vuodesta 2016 laskemaan päin, missä voikin olla takana esimerkiksi muutos kompensoinnissa tai sen säätötavassa. Joka tapauksessa vuosittainen anto vaikuttaisi tulevaisuudessakin olevan noin 1 GVarh:n luokkaa, jota tulisi pyrkiä vähentämään.



Kuva 22. KJ-asiakkaat loistehon anto ($n = 11$).

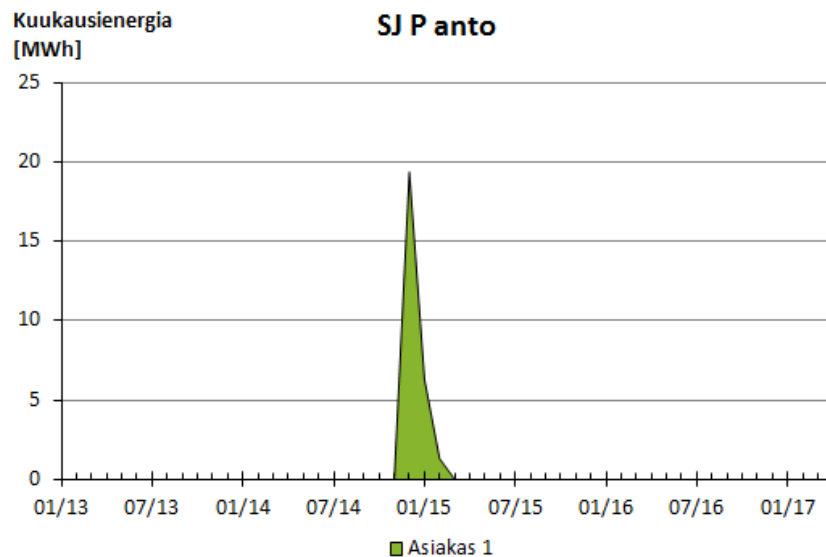
4.3.3 SJ-asiakkaat

SJ-asiakkaiden pätötehon otto on ollut vuodesta 2015 eteenpäin erittäin voimakkaassa kasvussa (kuva 23). Tämän selittää uusien asiakkaiden mukaantulo. Viimeisin asiakas on syksyiltä 2016, joten vuoden 2017 vuosienergia kasvaa vähintään edellisvuoden trendin mukaisesti. Jos uusia asiakkaita ei tule, asettunee tulevien vuosien kulutus noin 150 GWh:n tasolle.



Kuva 23. SJ-asiakkaiden pätötehon otto ($n = 3$).

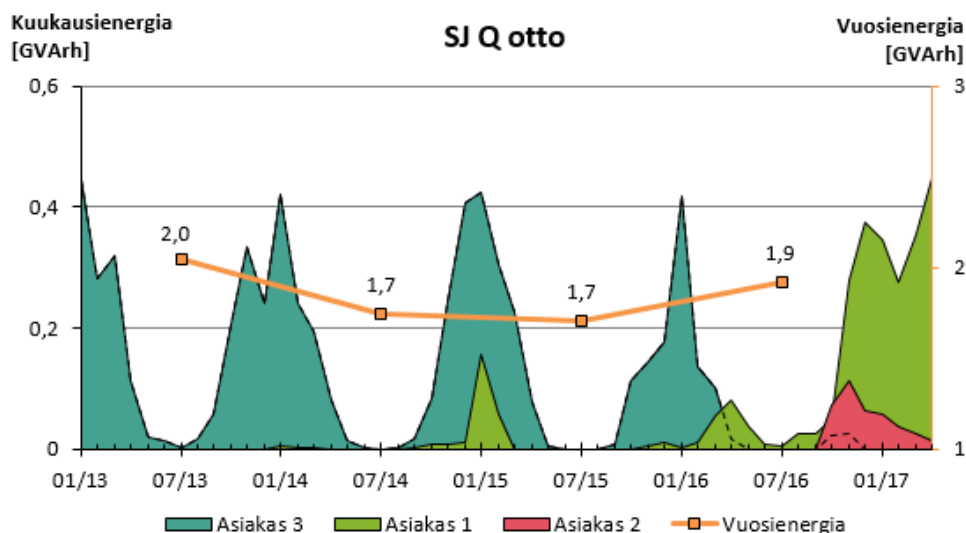
Pätötehoa tuottavia SJ-asiakkaita ei käytännössä ole. Kuvasta 24 on kuitenkin nähtävissä antoa verkkoon päin vuodenvaihteessa 14–15. Kyseisellä aikavälillä yksi asiakas oli testannut oman verkkonsa varavoimalaitteistoja ilman riittävää kulutusta. Asia huomattiin ja tehtiin tarvittavat muutokset, jotta jatkossa tehoa ei varasyöttötilanteissa vuoda ulkoverkkoon. Kuukausitehojen perusteella saa kuvan, että testaus olisi jatkunut yhtäjaksoisesti muutaman kuukauden ajan. Näin ei kuitenkaan ole, vaan tuntitehotietojen perusteella kunkin kuukauden tehot muodostuvat vain muutamien tuntien aikana. Esimerkiksi tammikuussa 2015 antoa oli 5,6 MWh, joka muodostui vain 11 tunnin aikana.



Kuva 24. SJ-asiakkaat pätötehon anto ($n = 3$).

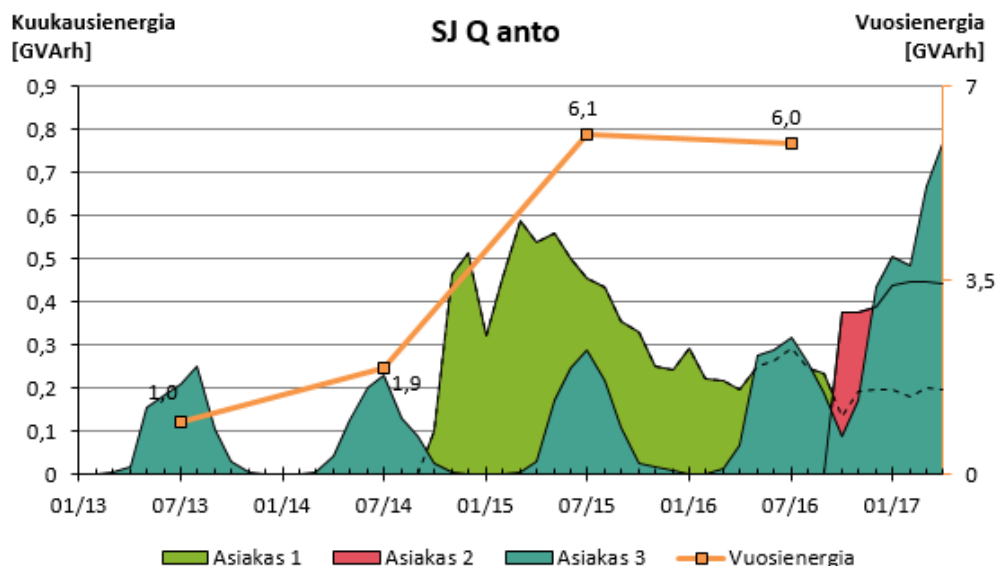
Loistehon otto on pysynyt vuositasolla noin 2 GVarh tasolla koko tarkastelujaksolla (kuva 25). Vuonna 2016 asiakkaiden kulutuksessa tapahtui käänne. Asiakkaan 3 loiste-

hotase alkoi kääntyä kapasitiiviseen suuntaan, jolloin otto loppui lähes kokonaan. Samaan aikaan Asiakkaan 1 kulutus lähti voimakkaaseen nousuun. Alkuvuoden perusteella otto tulee kasvamaan noin 4-5 GVarh tasolle vuonna 2017.



Kuva 25. SJ-asiakkaat loistehon otto ($n = 3$).

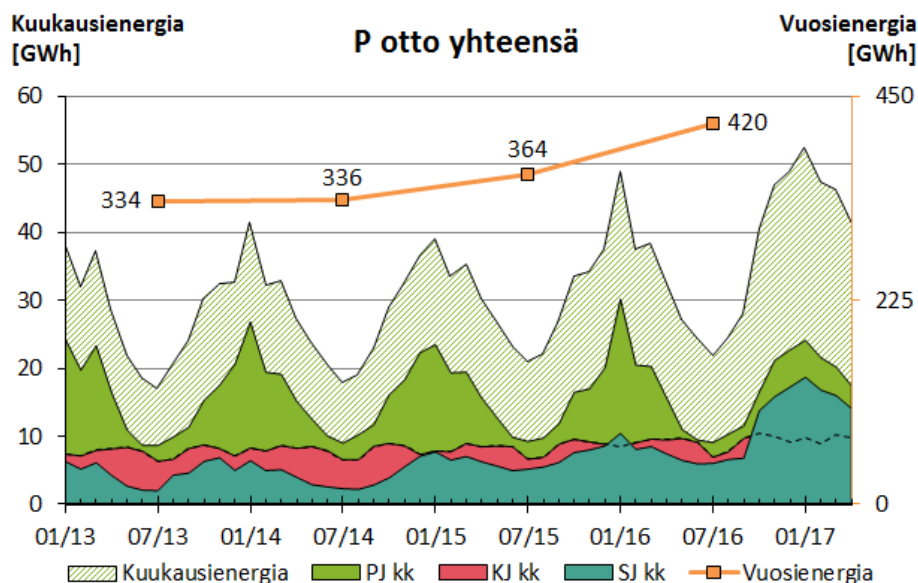
Loistehon anto on ollut kasvussa vuotta 2016 lukuun ottamatta (kuva 26). Notkahduksen aiheutti Asiakas 1, jonka anto on ollut vuoden 2015 huipun jälkeen laskussa. Asiakkaiden 2 ja 3 anto on puolestaan lähtenyt erittäin voimakkaaseen kasvuun vuoden 2016 loppupuolella.



Kuva 26. SJ-asiakkaat loistehon anto ($n = 3$).

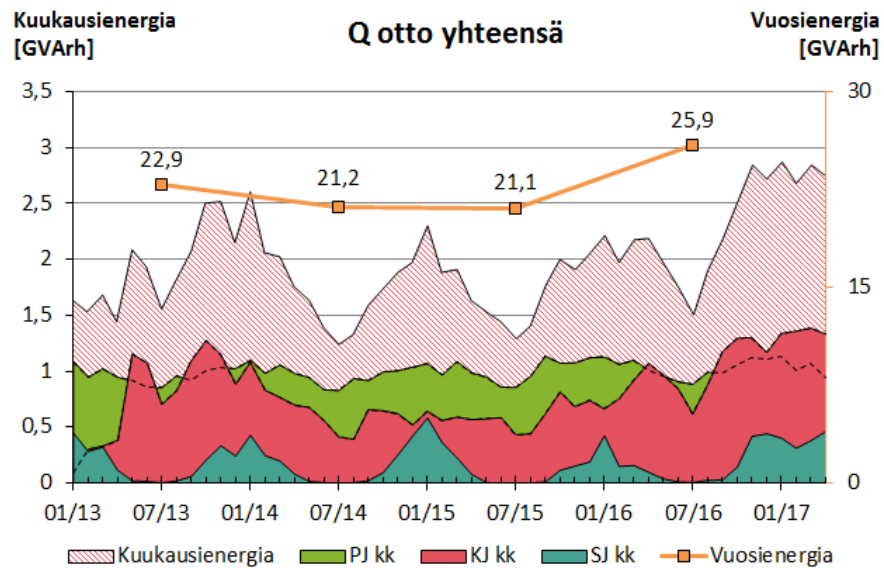
4.3.4 Kaikki asiakkaat

Tarkastellaan vielä kokonaiskuvan muodostamiseksi kaikkien jännitetasojen asiakkaita yhdessä. Pätötehon otto on jatkuvassa kasvussa, jossa suurin tekijä ovat olleet uudet SJ-asiakkaat (kuva 27). KJ-asiakkaat ovat pudonneet pienimmäksi kuluttajaryhmäksi, taseisesta kulutuksen kasvusta huolimatta. PJ-asiakkaiden kulutus on pysynyt likimain samana. Näillä tiedoin asiakkaiden kokonaiskulutus on tulevina vuosina yli 450 GWh.



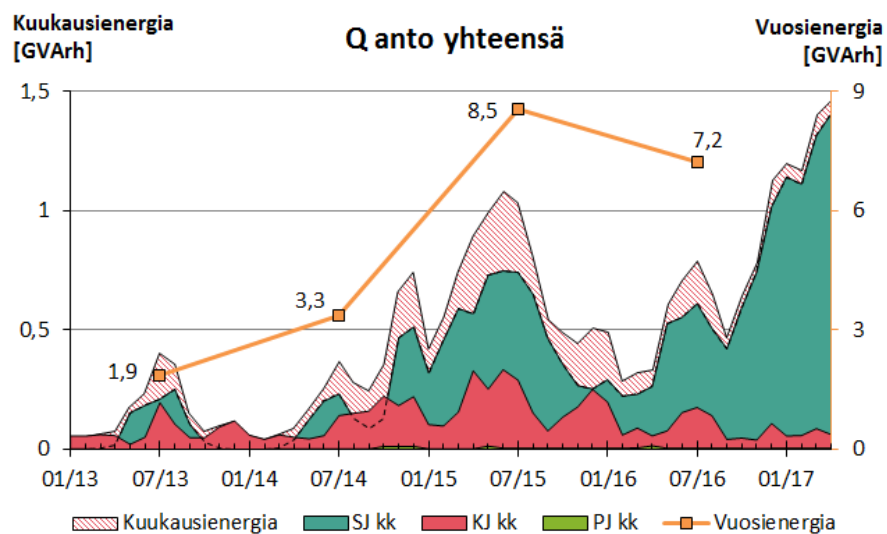
Kuva 27. Kaikkien asiakkaiden pätötehon otto.

Loistehon otto on ollut vuodesta 2016 lähtien kasvussa, kuten kuvasta 28 nähdään. Muutos johtuu KJ- ja SJ-asiakkaiden kulutustottumusten muutoksista ja määrän lisääntymisestä. PJ-asiakkaat ovat suurin kuluttajaryhmä, jos otetaan huomioon, että valtaosa asiakkaista ei ole loistehon mittauksen piirissä. Tässä kaaviossa ovat mukana vain ne PJ-asiakkaat, joilta loistehon ottoa on mitattu. Joka tapauksessa voidaan sanoa, että asiakkaiden kulutus on tulevina vuosina ainakin yli 30 GVArh.



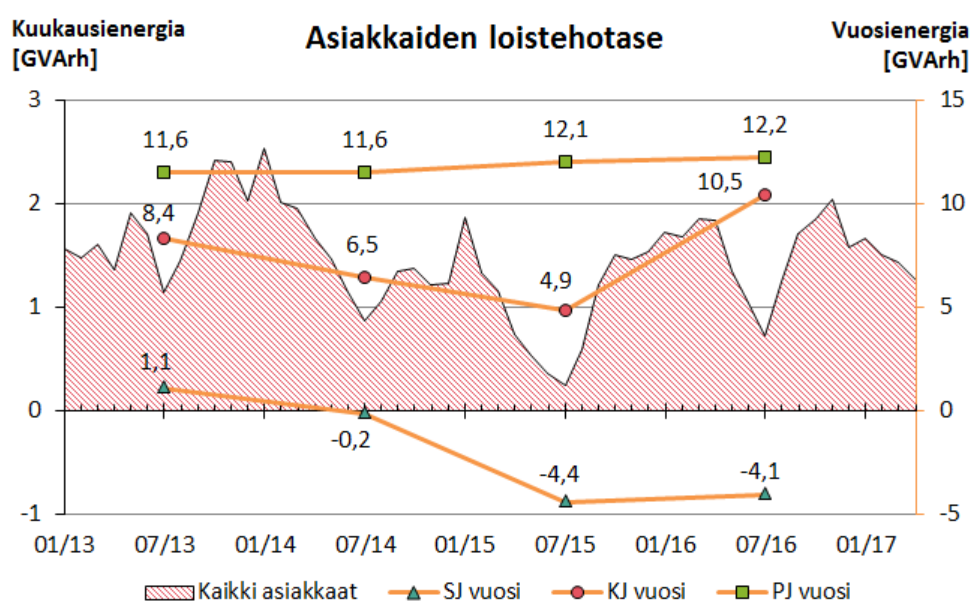
Kuva 28. Kaikkien asiakkaiden loistehon otto.

Käytännössä ainoastaan PJ-asiakkaat antavat verkkoon pätötehoa. Täten kaikkien asiakkaiden pätötehon tuotannon kehittymisen näkee aiemmin analysoidusta kuvasta 14. Loistehon antoon PJ-asiakkailla ei sen sijaan ole kokonaistasolla mitään merkitystä (kuva 29). Tähän toki vaikuttaa mitattavien PJ-asiakkaiden vähyys. KJ-asiakkaiden anto on laskussa, mutta SJ-asiakkaidenannon lähdettyä voimakkaaseen kasvuun, tulee yhteenlaskettu anto olemaan noin 15 GVArh luokkaa jo vuonna 2017. Koska 2/3 SJ-asiakkaista on verkonhaltijoita, voisi olettaa, ettäannon kasvu tulee maakaapelointientakia jatkamaan kasvuaan. Toisaalta asiakkaat luultavasti investoivat uusiin reaktoreihin, koska liittymispisteissä sovelletaan tähän ohjaavaa loistehotariffia. Tämä takia loistehonannon kasvu tulee taittumaan tai jopa pysähtymään jossakin vaiheessa.



Kuva 29. Kaikkien asiakkaiden loistehon anto.

Tarkastellaan vielä miltä asiakkaiden loistehotase näyttää. Kuvassa 30 on kaikkien asiakkaiden tase kuukausitasolla ja eri jännitetasojen asiakkaiden tase vuositasolla. PJ-asiakkaat ovat tasaisen varmoja loistehon kuluttajia. KJ-asiakkaiden tase on ollut vuoteen 2015 asti laskussa, mutta loistehon annon pienentyminen ja LTO:n kompensoinnin poiston myötä lisääntynyt otto nostivat taseen huomattavasti induktiivisemmaksi vuodelle 2016. SJ-asiakkaat ovat ainoa ryhmä, joiden tase on kapasitiivinen. Yhteenlaskettu tase vuodelle 2016 oli 18,6 GVARh eli asiakkaat toimivat yli 2 MVAR:n reaktorina. SJ-asiakkaat olivat verkon kannalta kondensaattoreita. Ongelmana on, että asiakkaiden tase on pienimmillään kesäaikaan, jolloin jakeluverkko kriittisimmin tarvitsisi loistehon kuluttajia.



Kuva 30. Kaikkien asiakkaiden loistehotase.

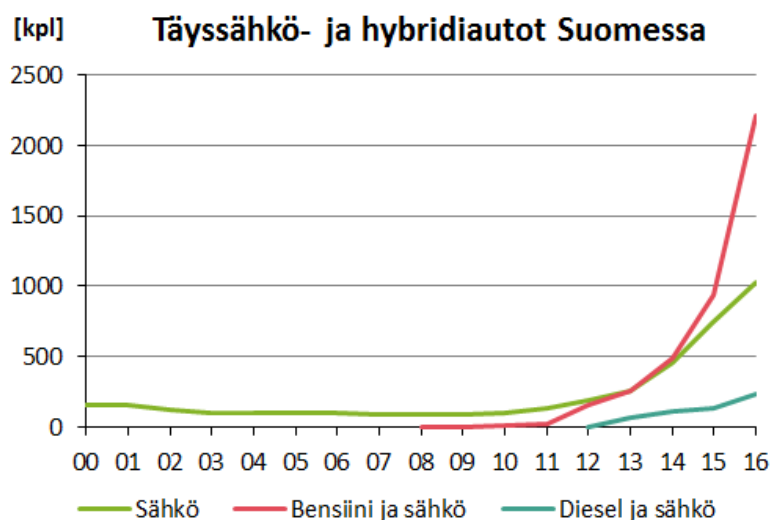
4.4 Mahdolliset sähkönkäytön muutokset tulevaisuudessa

Edellä käsiteltiin asiakkaiden sähkönkäyttötottumuksien muutoksia ja ennakoitiin viimeisten vuosien perusteella tulevaa. Tulevaisuudessa kulutukseen ja tuotantoon voi tulla kuitenkin muutoksia, joista on tällä hetkellä vielä vähän kokemusta ja dataa.

Kysyntäjousto eli vapaaehtoinen tehuhiippujen tasoittaminen, siirtämällä sähkönkulutusta korkean kulutuksen tunneilta pienemmän kulutuksen ajankohtaan, on tällä hetkellä useiden tutkimusten kohteena. Ajureina ovat muun muassa kiristyvät energiatehokkuusvaatimukset, tarve hyödyntää paremmin uusiutuvien energianlähteiden tuotantoa ja kansantaloudelliset hyödyt. Säättämättömän tuotannon osuus on viime vuosina kasvanut voimakkaasti, mikä on tuonut kantaverkkoyhtiölle lisähaasteen huippukulutustilanteiden tehotasapainon hallintaan. Kysyntäjouston toteuttaminen on siten myös kantaverkkoyhtiön intresseissä, jotta tulevaisuudessa kulutus seurasikin edes osittain tuotantoa. [31]

Myös jakeluverkkoyhtiölle kysyntäjoustossa on potentiaalisia etuja, kuten verkon pienemmät mitoitusarpeet huippujen leikkautuessa ja käyttötoiminnan kulutuksenohjausmahdollisuus tarpeen vaatiessa [31]. Loistehon hallinnan kannalta kysyntäjousto olisi toivottu asia, sillä verkon kuormitusasteen vaihteluiden tasoittuminen tarkoittaisi vakaampaa loistehotasapainoa ja näin vähentynyttä tarvetta säätää kompensointia. Vaikka hyötyjä ei näkisikään merkittävänä, tulevat muiden tahojen intressit ohjaamaan siihen, että jakeluverkkoyhtiöiden tulee vähintäänkin mahdollistaa markkinaehtoinen kysyntäjousto. Esimerkki yksinkertaisesta, jo pitkään käytössä olleesta kysynnän ohjausmenetelmästä ovat sähkötuotteet, joissa yösähkö on halvempaa kuin päivä sähkö. Kotitalousasiakkaat, joilla on käytössään varaava sähkölämmitys, ovat näin ohjanneet kulutustaan yöajalle. Nykyisiä sähkömittareita voidaan etäohjata, joten tekniset edellytykset älykkäämmälle kulutuksen ohjaukselle ovat olemassa. Järkevä toteutusmalli on kuitenkin vielä epäselvä ja monien tutkimusten kohteena. Sähkönkäyttöön kysyntäjousto ei näin ollen vielä lähivuosina vaikuta.

Sähköautojen vaikutukset riippuvat latausten ohjauslogiikasta. Ohjaamaton lataus kasvattaa verkon kuormaa, kun taas ohjatulla latauksella voidaan teoriassa päästä tilanteeseen, jossa verkon huipputehot eivät kasva. Latausteknologian kehittyessä on sähköautoissa suuri kysyntäjoustomahdollisuus, varsinkin jos akuista voidaan tulevaisuudessa syöttää tehoa myös verkkoon päin. Sähköautojen yleistyminen tuo mahdollisuuksia myös paikalliseen loistehon kompensointiin, jos niiden latureissa käytettävien invertterien tehokerrointa voidaan säätää. Sähköautojen määrä on lähtenyt kasvuun tämän vuosikymmenen alussa, kuten kuvasta 31 nähdään. Hybridiautot yleistyvät täyssähköautoja nopeammin. Lataushybridit ovatkin todennäköinen suunta, johon autokanta suuntautuu tulevana vuosikymmenenä. Lukumääräisesti osittain tai täysin sähköllä käyttövoimansa tuottavia autoja on tällä hetkellä kuitenkin merkityksettömän vähän. Esimerkiksi vuonna 2016 ehdot täyttäviä autoja oli liikennekäytössä 3472 eli 0,11 % kaikista autoista. Vaikka yhteismäärän kasvu onkin ollut viime vuosina eksponentiaalista, voi hyvin kestää 10 vuotta ennen kuin määrät alkavat olla merkittäviä. Tämän ennustaminen on kuitenkin haasteellista ja aiheesta on tehty vaihtelevia ennusteita. Voisi kuitenkin olettaa, että ainakaan seuraavaan 5 vuoteen sähköautoilla ei ole merkittävää vaikutus sähkönkäyttöön. [31],[32]



Kuva 31. Liikennekäytössä olevat täyssähkö- ja hybridiautot Suomessa.

Maalämpöpumppujen verkostovaikutuksista on olemassa AMR-dataan pohjautuvaa tutkimustietoa [31]. Jos ei-sähkölämmitteiset talot siirtyvät maalämpöpumppulämmitykseen, kasvaa verkon kuormitus. Huippukuormituksen lisääntyminen vaikuttaa eniten jännitetasoihin. Voimakas maalämpöpumppujen yleistyminen voi aiheuttaa liiallista jännitteen alenemaa verkon loppupäissä, muuntajien ylikuormittumista ja voimakkaita kompensointitarpeen vaihteluja. [31]

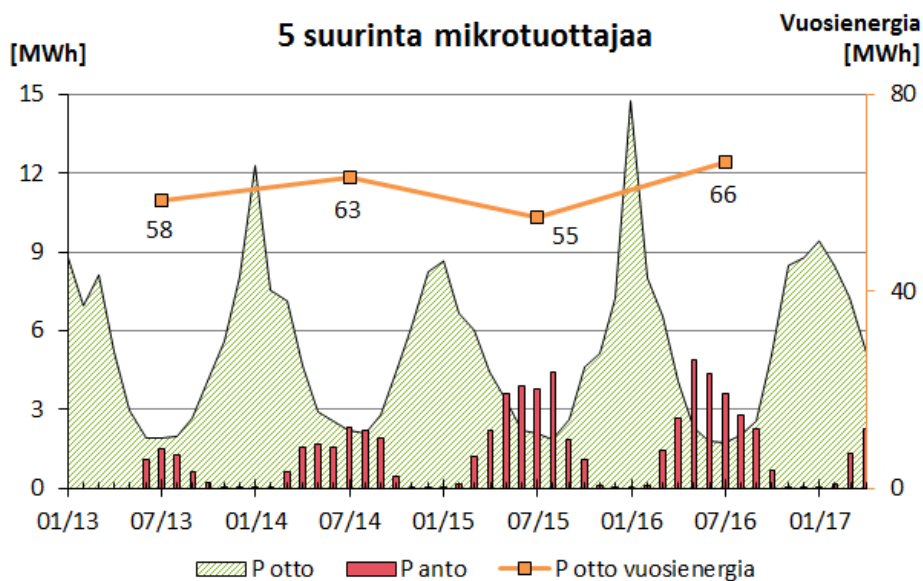
Ennestään sähkölämmitteisten talojen siirtyessä lämpöpumppuihin, pienenee vuosittainen sähkönkulutus. Huippukuormitukseen energiankulutuksen pienentyminen ei aina vaikuta, sillä kylmimpään aikaan lämmitystehot saattavat nousta korkeiksi. Tehohuipun suuruus riippuu lämpöpumpun mitoitusavasta. Osatehopumpuilla tehopiikki voi kylminä päivinä olla merkittävä lisälämmitysvastusten kytkeytyessä päälle, mutta täystehopumppu reagoi tilanteeseen vain käynnistymällä useammin, jolloin tehot pysyvät entisellä tasolla. Pienentynyt kulutus kompensoi ei-sähkölämmitteisten talojen lämpöpumppuihin siirtymisen vaikutuksena lisääntynyttä kulutusta, mutta on vaikea arvioida, mikä yhteisvaikutus kokonaisenergiankulutukseen on. Tällä vuosikymmenellä käyttöön otettujen lämpöpumppujen määrä Suomessa on kasvanut noin 60 000 vuositahdilla ja kaiken kaikkiaan niitä on myyty yli 800 000 [33]. Vaikka tehovaihtelut ovatkin lämpöpumppujen myötä lisääntymässä entisestään, piilee niissä valtava potentiaali kysynnän joustoon, jos niiden älykkääseen ohjaamiseen panostettaisiin.

4.4.1 Pientuotanto

Pientuotanto tulee pitkällä aikavälillä muuttamaan merkittävästi asiakkaiden sähkönkäyttöä. Kuormitukset tulevat pienenevän erityisesti kesäaikaan, joka on kapasitiivisen loistehon kompensoinnin kannalta jo valmiiksi haastavaa aikaa. Pientuotannon takia voidaan siis joutua hankkimaan lisää kompensointitehoa, koska kevyemmin kuormitettu

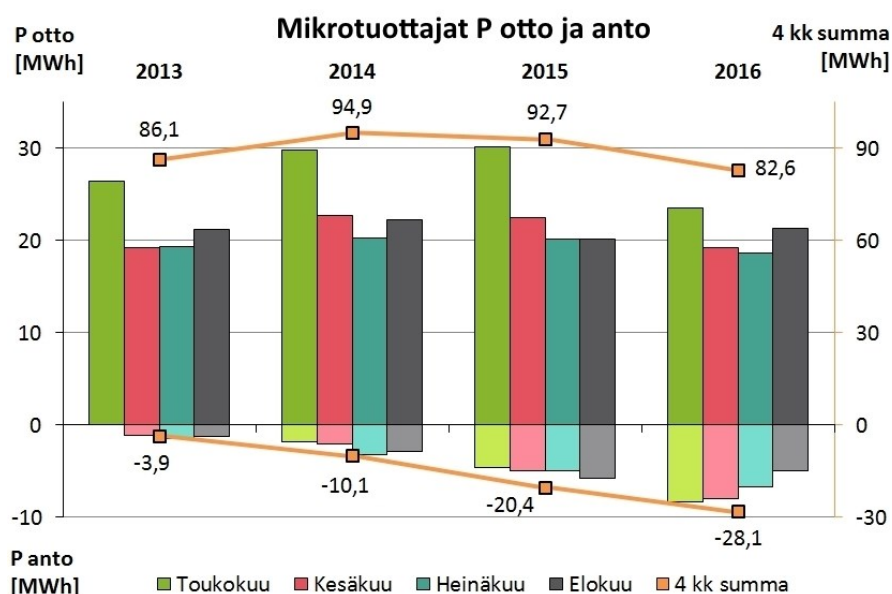
verkko kuluttaa vähemmän loistehoa. Tuotanto vaihtelee voimakkaasti myös päivän sisäisesti, mikä lisää vaatimuksia kompensoinnin säädettävyydelle. Positiivisen verkostovaikutuksen voivat tuoda laitteiden tehokertoimen säätömahdollisuudet, jolloin pientuotantolaitoksia voitaisiin hyödyntää paikallisina loistehon kompensaattoreina.

NEOY:lla on kokemusta mikrotuottajista jo useamman vuoden ajalta. Tutkitaan käytössä olevan AMR-datan pohjalta, miten oma tuotanto näkyy mikrotuottajien kulutuksessa. Lähes kaikilla tuottajilla on käytössään aurinkokenno. Tuotanto ajoittuu kesälle, merkittävimmin toukokuusta elokuuhun. Kuvassa 32 tarkastellaan viiden, vuositasolla eniten tuottaneen käyttöpaikan kulutuksen kehittymistä. Voisi olettaa, että kyseisten asiakkaiden kohdalla otto vähenisi selvästi suhteessa tuotannon kasvuun, mutta kuten kaaviosta nähdään, näin ei ole. Ainoastaan kesäajan otto on hieman pienentynyt. Vuositasolla tilanne tasoittuu, koska otto on voimakkaasti riippuvainen vuodenvaihteen säätilanteesta. Tuotannon kasvun vaikutus ottopuoleen jääkin osittain pimentoon, sillä vuosikulutus seuraa lämmitystarpeen mukaista trendiä.



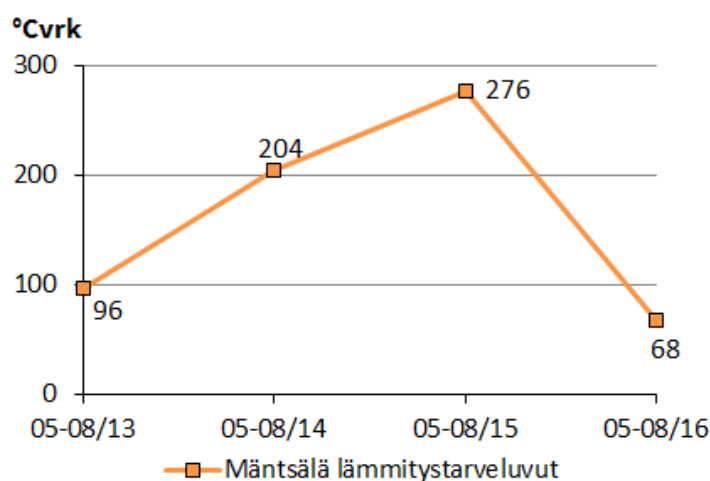
Kuva 32. Viiden suurimman mikrotuottajan pätötehon otto ja anto.

Kuvassa 33 on mikrotuottajien pätötehon otto ja anto kesäkuukausina aikavälillä 2013–2016. Mukana ovat vain ne mikrotuottajat, joilla on kyseisellä välillä antoa verkkoon päin. Vaikka neljän kuukauden yhteenlaskettu tuotanto on kasvanut vuosittain keskimäärin 8 MWh, ei se ole näkynyt suoraan kulutuksessa. Vaikuttaa siltä, että mikrotuottajien kulutus on joko yleisesti kasvanut tai todennäköisimmin ajoittuu hetkiin, jolloin omaa tuotantoa ei ole.



Kuva 33. Mikrotuottajien pätötehon otto ja anto touko-elokuussa 2013–16 ($n = 29$).

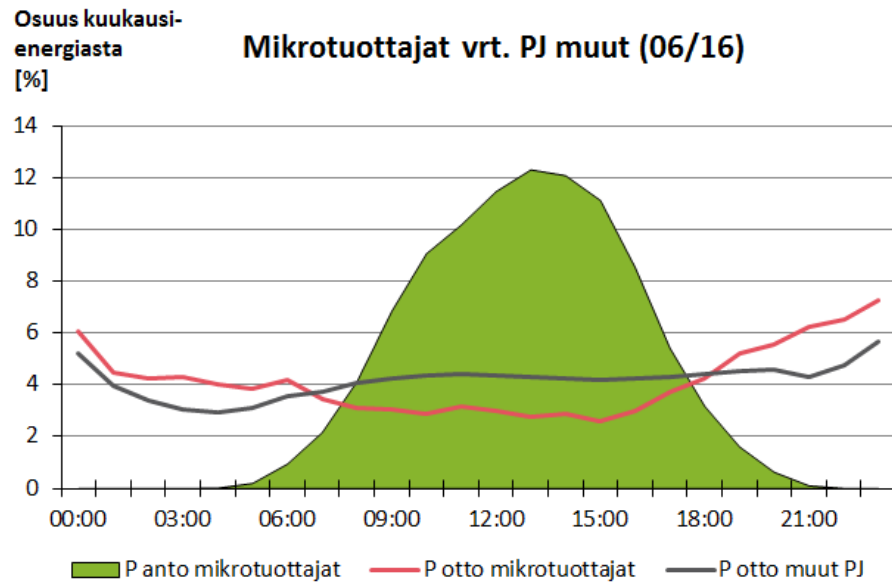
Vaikka kesäaikaan lämmitys vaikuttaakin vähemmän kulutukseen, on mikrotuottajien otto samansuuntainen kuin lämmitystarpeen muutos kuvassa 34. Lämpötilavaihteluilla ei voi kuitenkaan kokonaan selittää ottopuolen muutosta. Esimerkiksi vuonna 2016 lämmitystarve on ollut pienimmillään ja tuotanto suurimmillaan, mutta silti otto on pudonnut vain hieman vuoden 2013 tasosta.



Kuva 34. Mäntsälän lämmitystarveluvut touko-elokuussa 2013–16.

Tutkitaan seuraavaksi, mihin ajankohtaan vuorokautta mikrotuottajien tuotanto ja kulutus ajoittuu. Kuvassa 35 on mikrotuottajien kulutuksen ja tuotannon suhteelliset muodostumisajankohdat vuorokauden sisällä verrattuna muihin PJ-asiakkaisiin kesäkuussa 2016. Oma tuotanto leikkaa kulutusta merkittävimmin välillä 07:00–18:00. Koska illasta aamuun ei ole tuotantoa, syntyy sinä aikana suurin osa mikrotuottajien kulutuksesta. Erityisesti ilta-aika näyttää olevan haasteellinen mikrotuottajan kannalta. Tuotannon ja

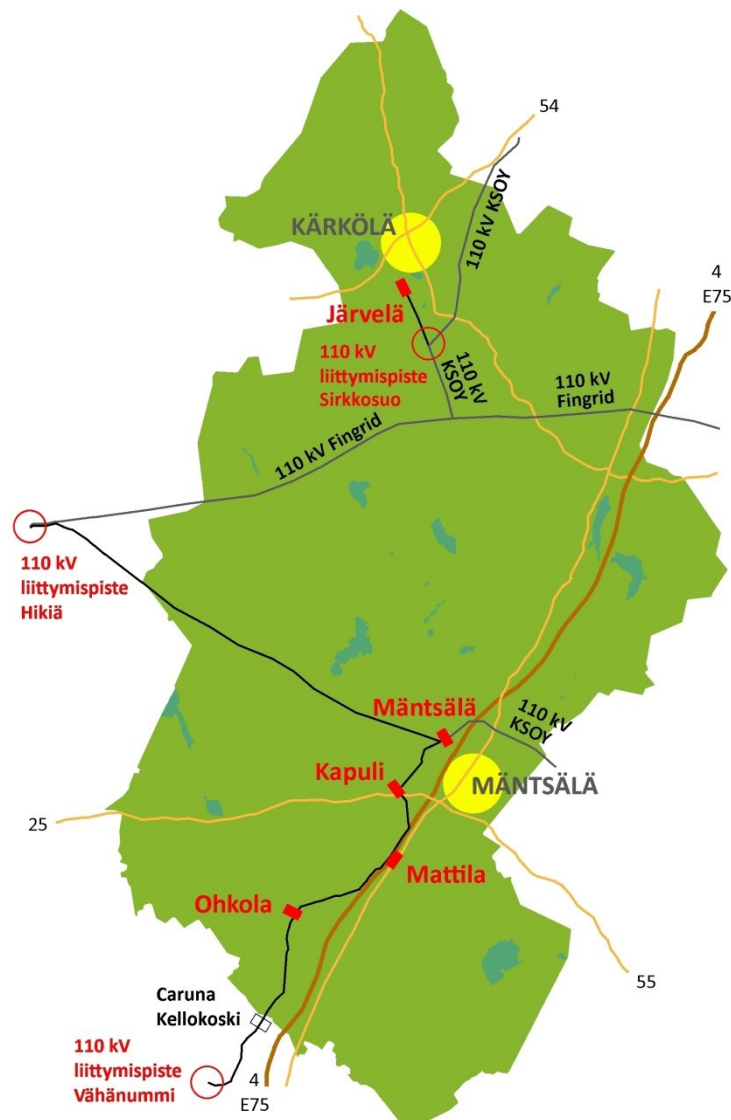
kulutuksen epäsuhta päivätasolla on syynä siihen, ettei mikrotuottajien kesäajan kulutus ole laskenut samassa suhteessa kuin verkkoon päin tuotettu osuus on kasvanut. Näillä asiakkailta olisi siis selkeä tarve kulutuksen ohjaukselle. Kulutuspiikki ajoittuu vuorokauden vaihteeseen, jolloin tuotantoa ei ole. Tämä tarkoittaa, että kesäajan huipputehotarpeeseen mikrotuotannolla ei ole vaikutusta.



Kuva 35. Mikrotuottajien kulutuksen ja tuotannon muodostuminen eri kellonaikoina verrattuna muihin PJ-asiakkaisiin kesäkuussa 2016.

5. LOISTEHOTILANNE NEOY:N SÄHKÖVERKOKSSA

NEOY:lla on 3 liittymispistettä 110 kV:n verkkoon. 2 liittymispistettä on suoraan Fingridin kantaverkkoon ja 1 toisen verkonhaltijan, KSOY:n verkkoon. NEOY:n jakelualueen SJ-verkko, liittymispisteet ja sähköasemat näkyvät kuvasta 36. 110 kV:n verkosta vain vajaa kilometri on kaapelia, joten verkko on lähes puhtaasti ilmajohtoa.



Kuva 36. NEOY:n 110 kV:n verkko, liittymispisteet ja sähköasemat.

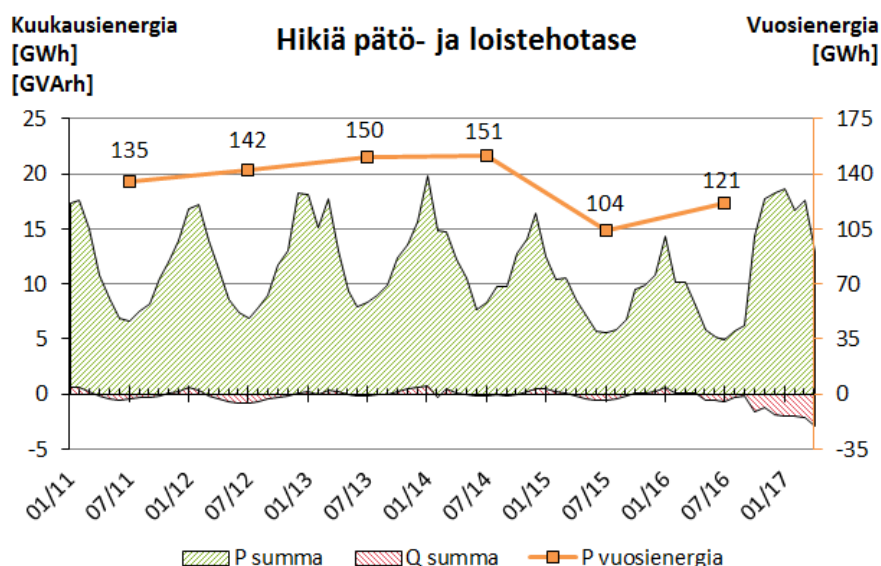
5.1 Loistehotilanne liittymispisteissä

Loistehotilanteen tutkimista varten oli käytössä Fingridin dataa Hikiän ja Vähänummen liittymispisteistä. Sirkkosuon liittymispisteen osalta käytettiin Rejlersin tarjoamaa mitausdataa Järvelän sähköaseman kahdelta päämuuntajalta. Sirkkosuon ja Järvelän välinen 110 kV:n verkko jäi siis huomioimatta. Väliä ei myöskään huomioitu laskennallisesti, koska sen pituus on vain 3 km ja siten sen merkitys suhteessa päämuuntajilta mitattuihin tehoihin jää melko pieneksi.

Liittymispisteistä käydään läpi yleistä kehittymistä ja sitten tarkemmin loistehotaseen muutoksia. Lisäksi katsotaan miltä loistehoikkunat ovat näyttäneet vuonna 2016 ja vuoden 2017 alkupuolella. Loistehoikkunoista ei ole poistettu kuukausittain sallittavia 50 suurinta ylitystä.

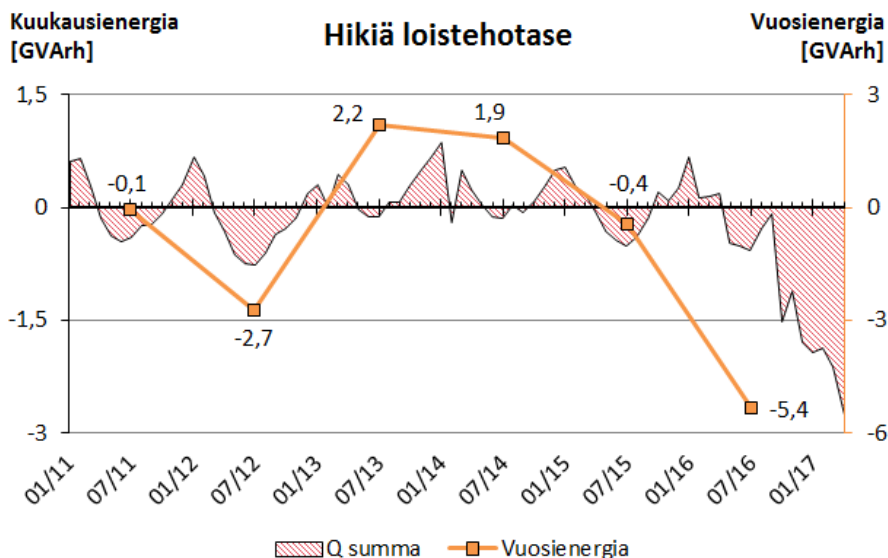
5.1.1 Hikiä

Hikiän liityntätyyppi kantaverkkoon on sähköasemaliityntä. Liittymispisteen takainen verkko on ollut viime vuosina muutoksessa. Vuoden 2014 kesällä valmistui Ohkolan ja Mattilan sähköasemien välinen 110 kV:n linja ja Kapulin sähköasema. Uuden linjan myötä tehtiin kytkentämuutoksia siten, että Kapulin ja Mattilan sähköasemat kytkettiin Vähänummen liittymispisteen syötettäviksi. Syksyllä 2016 KSOY:n liittymispiste muutettiin sopimussyistä Hikiältä Mäntsälän sähköasemalle eli KSOY:sta tuli Fingridin sijaan NEOY:n asiakas. Molemmat muutokset näkyvät selkeästi kuvasta 37.



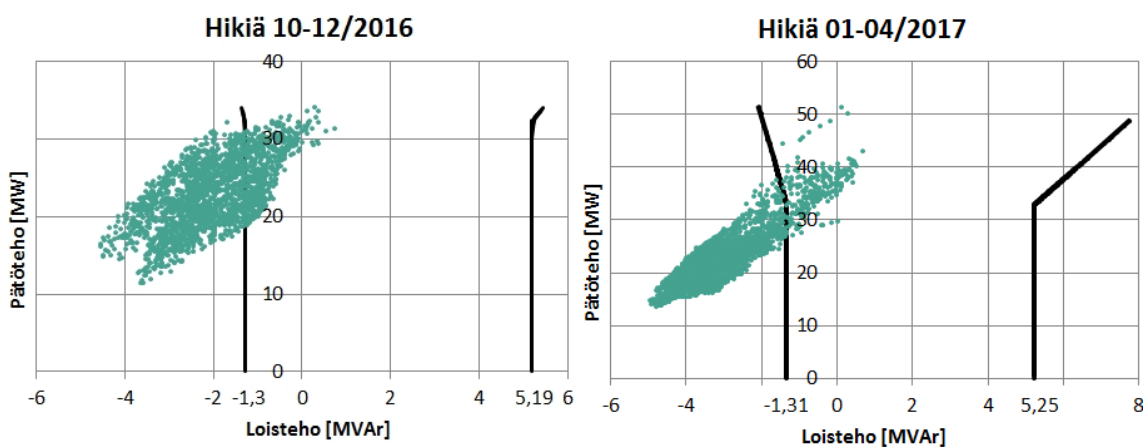
Kuva 37. Hikiän liittymispisteen pätö- ja loistehotase aikavälillä 01/11–04/17.

Loistehotilanteen kehittyminen näkyy tarkemmin kuvasta 38. Loistehotase on pyörinyt induktiivisen ja kapasitiivisen välillä aina vuoden 2016 puolelle saakka. Uusi SJ-asiakas on kuitenkin painanut taseen pitkästi kapasitiiviselle puolelle.



Kuva 38. Hikiän loistehotase.

Uuden asiakkaan myötä loistehoikkunaa kasvatettiin kesken vuoden 2016. Ikkunan kasvattamisesta huolimatta valtaosa keskituntitehoista ylittää rajat, kuten kuvasta 39 nähdään. Talvesta huolimatta aikavälin 01-04/2017 tunneista 92 % ylittää antorajan. Kompensointia tarvitaan siis välittömästi. Vaikka asiakkaalta laskutetaankin omassa liittymispisteessään aiheuttamansa ylitykset, kannattaa kompensointi ottaa käyttöön. Näin NEOY välttyy Fingridin ylitysmaksuilta, mikä lyhentää kompensointilaitteistojen takaisinmaksuaikaa. Kompensointitarve on ollut NEOY:lla jo aiemmin tiedossa ja Mäntsälän sähköasemalla otettiin käyttöön 3 MVar reaktori kesäkuussa 2017.

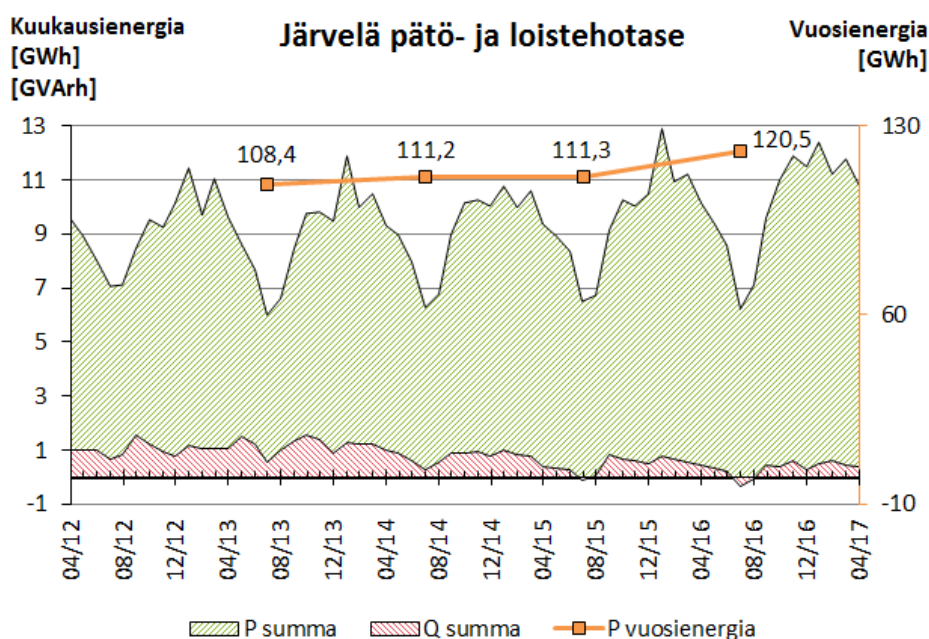


Kuva 39. Hikiän loistehoikkunat.

5.1.2 Sirkkosuo

Syksyyn 2016 saakka NEOY:n liittymispiste oli Sirkkosuon eteläpuolella Metsämarttilassa eli kuvan 36 kartan kohdassa, jossa KSOY:n 110 kV:n linja liittyy kantaverkkoon. Sopimussyistä NEOY:n liittymispiste muutettiin syksyllä 2016 Sirkkosuolle, jolloin NEOY siirtyi Fingridin asiakkaasta KSOY:n asiakkaaksi. Teknisesti verkko ei muuttunut. Tulevaisuudessa muutoksia sen sijaan on mahdollisesti tulossa. Suunnitelmissa on piensähköasema, johon otettaisiin syöttö suoraan Fingridin kantaverkosta. Sieltä rakennettaisiin 110 kV:n linja Järvelän sähköasemalle. Järvelän sähköasema olisi näin suoraan kantaverkkoon yhteydessä ja vanha linja jäisi varayhteydeksi. Nykyinen liityntäpa 110 kV:n verkkoon on voimajohtoliityntä.

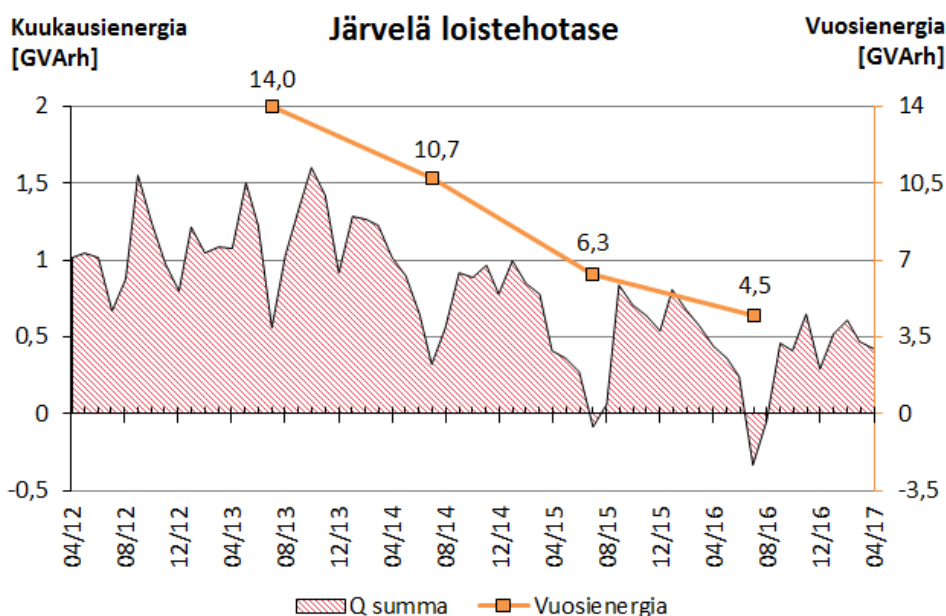
Liittymispisteen data otettiin Järvelän sähköaseman päämuuntajilta, joten seuraavassa käytetään Järvelä-nimitystä Sirkkosuon sijaan. Asiakkaiden kulutus on ollut pienessä kasvussa ja loistehotase jatkuvassa laskussa, kuten kuvasta 40 nähdään. Suuremmilta muutoksilta kyseisellä aikavälillä on välttytty.



Kuva 40. Järvelän sähköaseman pätö- ja loistehotase aikavälillä 04/12–04/17.

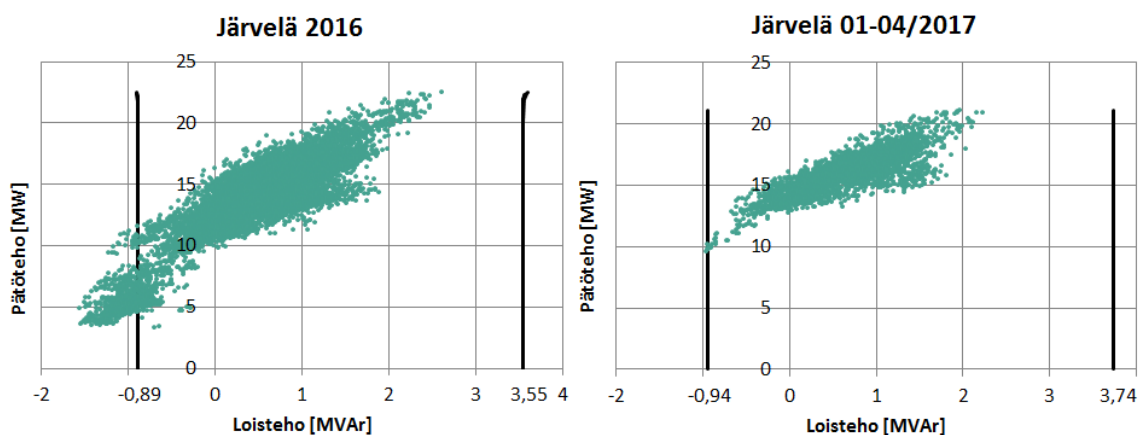
Loistehotase on ollut muutoksessa kapasitiiviseen suuntaan koko aikavälillä. Keskimääräinen vuosimuutos on ollut -3,17 GVarh. Jos muutos jatkuu keskiarvotahtiin, on tase viiden vuoden päästä (vuonna 2022) -14,5 GVarh. Jos ajatellaan, että kompensointitarve jakautuisi koko vuodelle tasaisesti, tarvittaisiin tällöin reaktori joka toimisi noin 1,7 MVar teholla läpi vuoden. Vaikka muutos ei olisikaan näin voimakas, ajoittuu suurin kompensointitarve todellisuudessa kesäajalle. Täten kompensointilaitteiston hankinta voi olla ajankohtaista jo 3-5 vuoden päästä, riippuen siitä, millä tahdilla liittymispisteen

takaista verkkoa kaapeloidaan. Jos piensähköaseman rakentaminen toteutuu, kannattaa tulevaisuuteen varautua sisällyttämällä samaan investointiin myös säädettävä reaktori.



Kuva 41. Järvelän loistehotase.

Kuvan 42 loistehoikkunoista nähdään, että Järvelä on vielä hyvin rajojen sisällä. Ikku-
nan ulkopuolelle on lipsuttu lähinnä keskikesällä, kun pätötehon otto on pienimmillään. Esimerkiksi vuonna 2016 antorajan $-0,89$ ylittäneitä tunteja oli 496, joista 262 ajoittui heinäkuulle (sallitut ylitykset mukana).

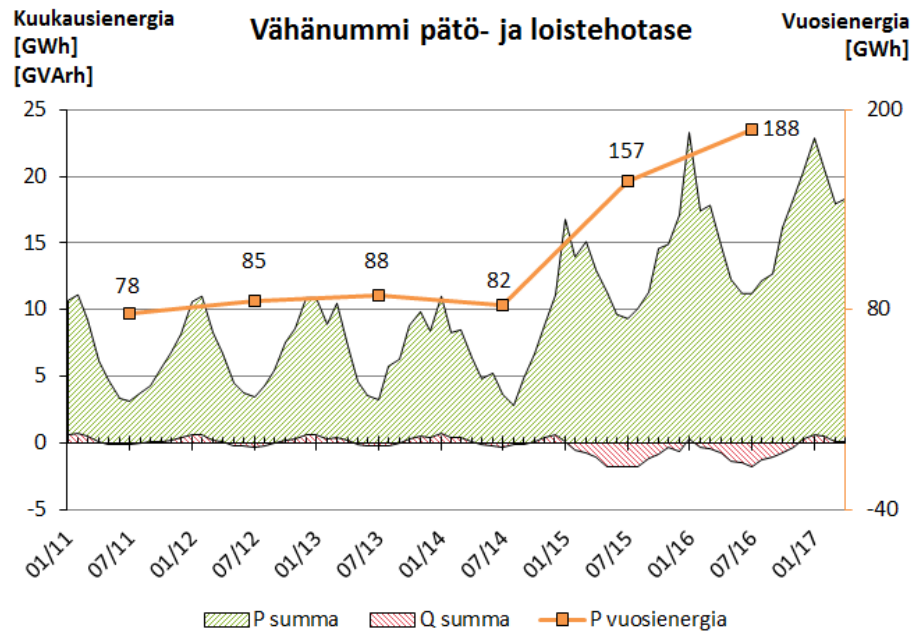


Kuva 42. Järvelän loistehoikkunat.

5.1.3 Vähänummi

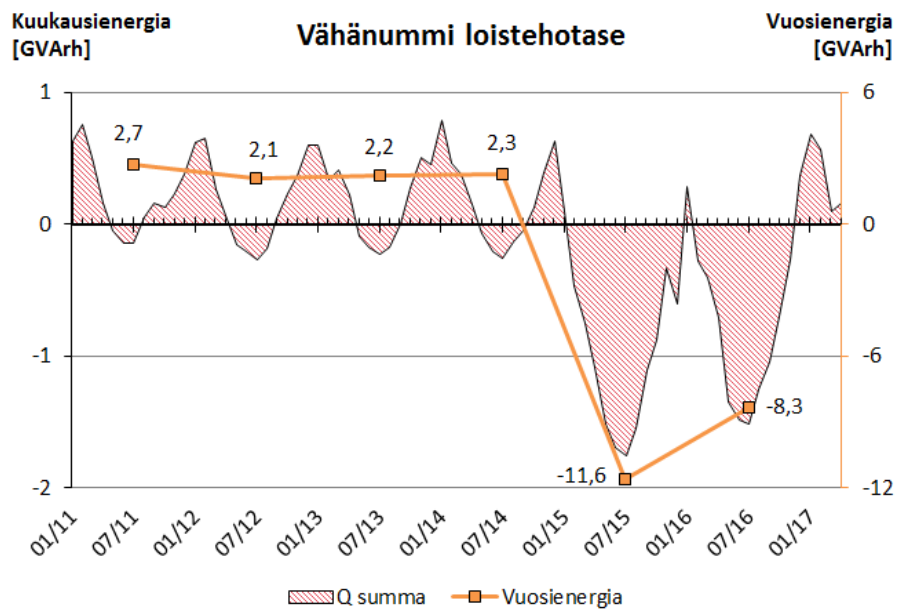
Vähänummi on yhteydessä kantaverkkoon sähköasemaliittynällä. Liittymispisteestä syötettiin aiemmin vain Ohkolan sähköasemaa ja SJ-asiakas Carunaa. Kuten Hikiän liittymispisteen yhteydessä mainittiin, Ohkolan ja Mattilan sähköasemien välille valmistui

vuoden 2014 kesällä uusi 110 kV:n yhteys, jonka myötä tehtiin kytkentämuutoksia. Vähänummi alkoi syöttää Mattilan sähköasemaa ja Kapuliin samoihin aikoihin uuden linjan kanssa valmistunutta Kapulin sähköasemaa. Vuoden 2014 muutokset näkyvät aiempaan tasoon kaksinkertaistuneena pätötehona kuvassa 43.



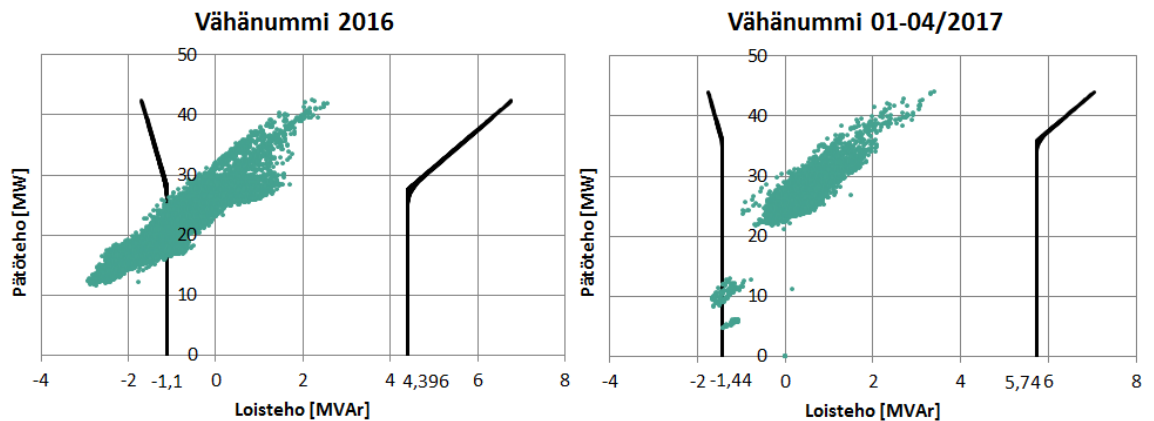
Kuva 43. Vähänummen liittymispisteen pätö- ja loistehotase aikavälillä 01/11–04/17.

Kytkeämuutos toi merkittävästi lisää kaapeloitua jakeluverkkoa liittymispisteen taakse, mikä näkyy kuvan 44 loistehotaseessa. Tase on ollut vuodesta 2015 niin vahvasti pakkasien puolella, että kompensoinnille olisi ollut tarvetta. Taseen korjaantuminen vuodelle 2016 selittyy LTO:n kompensointikondensaattorien käytöstä poistamisella, jota käsiteltiin luvussa 4.3.2. Kapulin sähköasemalla otettiin tammikuussa 2017 käyttöön NEOY:n ensimmäinen reaktori, nimellisteholtaan 1 MVA. Reaktori ei riitä koko verkon tarpeisiin, joten vuoden 2017 kesäkuussa Mattilan sähköasemalla otettiin käyttöön 3 MVA reaktori.



Kuva 44. Vähänummen loistehotase.

Vuoden 2016 loistehoikkunan ylitykset ovat tapahtuneet pääasiassa toukokuun ja lokakuun välisenä aikana (kuva 45). Keskikesällä tapahtuvat suurimmat ylitykset. Esimerkiksi vuoden 2016 heinäkuun loistehotaseen tuntikeskiarvo on ollut -2,03 MVar, joten keskimääräinen antorajan ylitys on ollut 0,93 MVar.

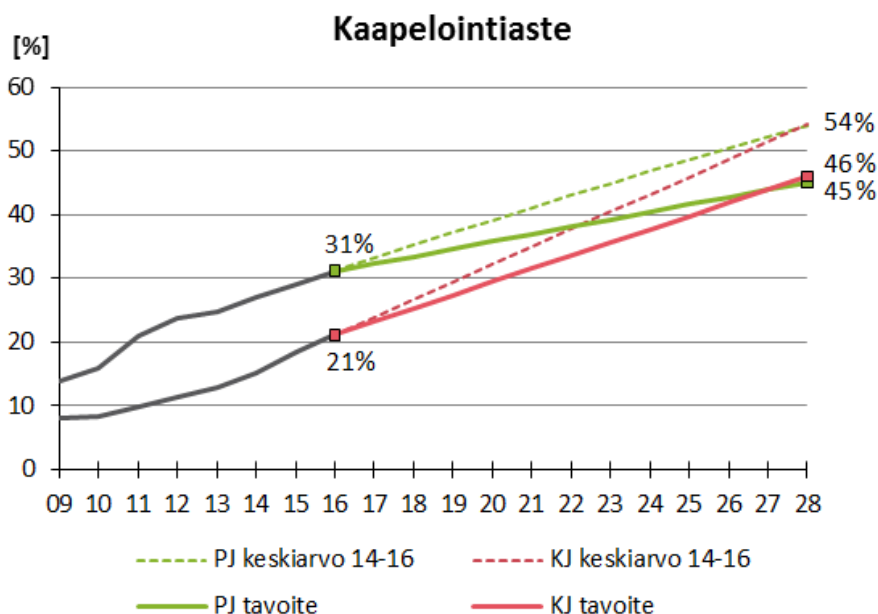


Kuva 45. Vähänummen loistehoikkunat.

5.2 Säävarma verkko

Säävarmalla verkolla tarkoitetaan sähköverkkoa, johon sääilmiöt eivät aiheuta häiriöitä. NEOY:n strategian mukaisesti se tarkoittaa käytännössä ilmajohtoverkon maakaapelointia. NEOY:n vuosille 2014–28 tekemässä kehittämissuunnitelmassa on asetettu tavoitteeksi 45 % kaapelointiaste PJ-verkolle ja 46 % kaapelointiaste KJ-verkolle vuoteen 2028 mennessä.

Kuvassa 46 näkyy kaapelointiasteiden kehitys vuoteen 2016 saakka ja ennusteet tulevaisuuteen. Käytössä oli vuosien 2013–16 ilmajohtojen ja kaapelien tarkat määrät. Mikäli verkkoa kaapeloidaan ja ilmajohtoja puretaan samaan tahtiin kuin vuosien 2014–16 keskiarvo on ollut, molempien jännitetasojen kaapelointiaste on 54 % vuonna 2028. Todellisuus tulee olemaan jotakin tämän ja tavoitearvojen väliltä.



Kuva 46. KJ- ja PJ-verkon kaapelointiaste.

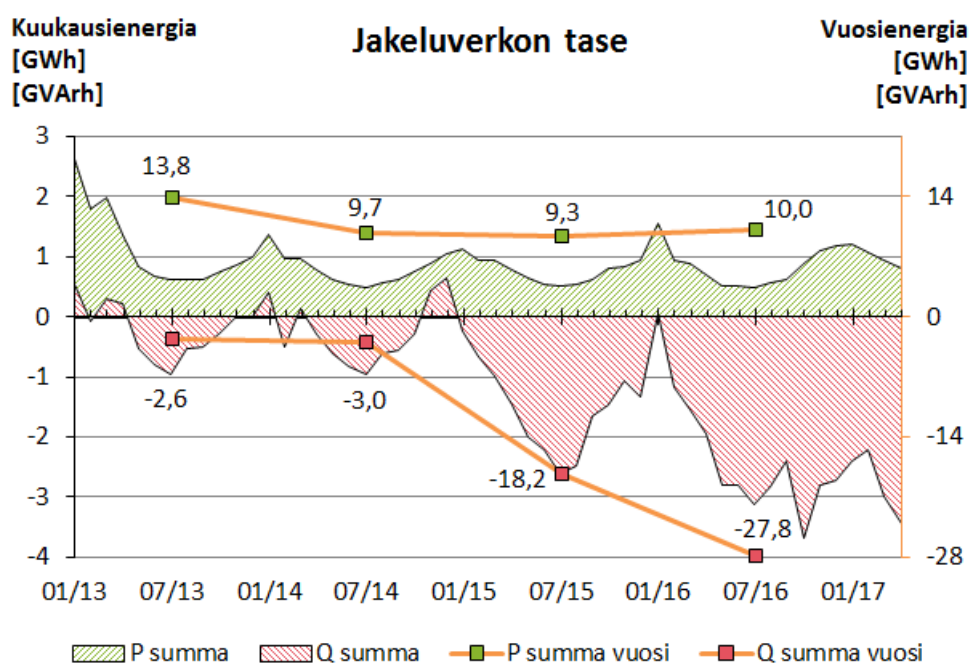
Säävarman verkon osuuden kasvaessa koko ajan, muuttuu samalla jakeluverkon loistehotase jatkuvasti kapasitiivisempaan suuntaan. PJ-verkon kaapeloinnin merkitys on vähäistä, sillä kaapelin tuottama loistehon määrä riippuu jännitteen neliöstä. KJ-verkon kaapeloinnilla sen sijaan on suuri vaikutus. Vielä omalla tasollaan olisi SJ-verkko, mutta sitä NEOY ei lähtökohtaisesti kaapeloisi.

Jakeluverkon pätö- ja loistehotasetta arvioitiin karkeasti käytössä olevan datalla. AMR-datan pohjalta tiedossa oli kaikkien asiakkaiden otto- ja antotiedot ja toisaalta tiedettiin liittymispisteiden taseet. Jakelualueen sisäistä tuotantoa oli vain mikrotuottajilla ja Hal-
kiankosken vesivoimalassa, jonka tuotantotiedot näkyvät kuvasta 47.



Kuva 47. Halkiankosken vesivoimalan nettotuotanto vuosina 13–16.

Jakeluverkon pätötehotase eli verkon häviöenergia laskettiin vähentämällä oman tuotannon ja liittymispisteiden pätötehotaseiden summasta asiakkaiden pätötehotase. Verkon loistehotase laskettiin samalla tavalla eli liittymispisteiden loistehotaseen ja asiakkaiden loistehotaseen erotuksena. Halkiankosken loistehoista ei ollut tietoa, mutta vaikutuksen voi olettaa olevan mitätön. Näillä laskelmilla saatiin kuvan 48 taseet.



Kuva 48. NEOY:n jakeluverkon pätö- ja loistehotase eli häviöt.

Vuosittainen verkon häviöenergia näyttää olevan noin 10 GWh luokkaa. Vuonna 2013 osa asiakkaista ei ollut vielä etäluettavan mittauksen perässä, mikä aiheuttanee pientä heittoa tilastoon. Loistehotase on lähtenyt jyrkkään laskuun vuonna 2015. Kyseisenä vuonna kaapeloitiin ja purettiin ilmajohtoa KJ-verkosta ennätysmäärä. PJ-asiakkaiden loistehon kulutus on todellisuudessa merkittävästi suurempaa kuin rajallinen datamäärä

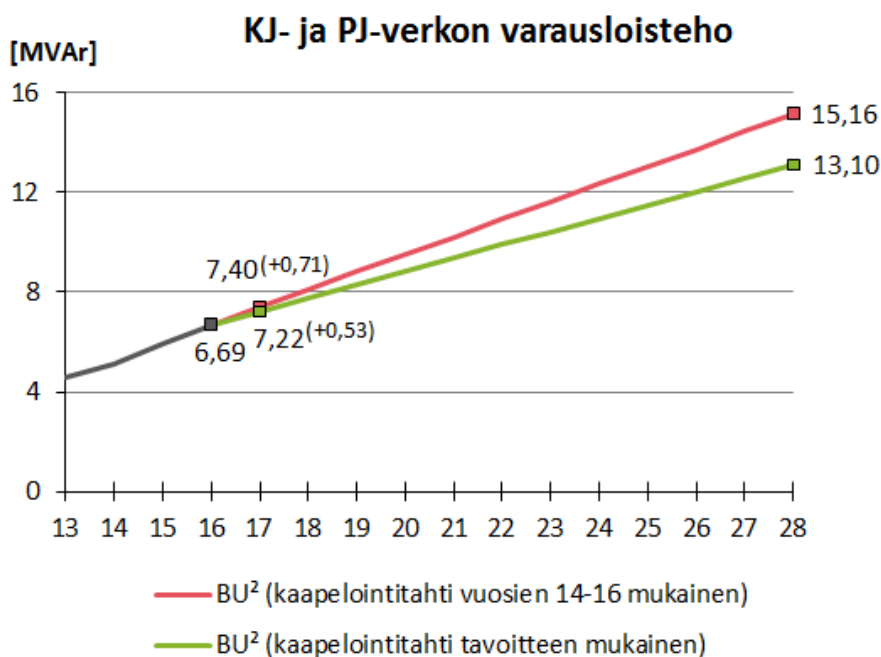
antaa ymmärtää, joten kaikki asiakkaat huomioiden loistehotase olisi eri kohdassa pystyakselia. Kulmakertoimen muutos sen sijaan voi pitää melko hyvin paikkaansa, koska PJ-asiakkaiden kulutus on kohtuullisen tasaista.

5.3 Kompensointitarve kaapelointiasteen kasvaessa

Kehittämissuunnitelman tavoitteiden täyttäminen edellyttää kovan kaapelointitahdin ylläpitämistä vielä reilun 10 vuoden ajan. Loistehotase tulee siten väistämättä jatkamaan nykyistä trendiään negatiiviseen suuntaan. Se tarkoittaa, että tulevaisuudessa joudutaan investoimaan lisää reaktorikapasiteettia. Reaktorit ovat kalliita investointeja, joten seuraavassa yritetään karkeasti ennakoida, millä aikataululla lisäystarvetta tulee. Ennusteissa jätetään huomioimatta asiakkaiden sähkönkäytön mahdollisten muutosten vaikutukset.

Pohjana käytettiin siirtojohtojen määriä vuosilta 2013–16, joista nähdään yksilöllisesti kunkin poikkipinnan kaapelin ja ilmajohdon muutokset. Aineistoissa oli mukana muutama kilometri määrittelemättömiä johtotyyppisiä, jotka jätettiin huomioimatta. Siirtojohtojen loistehon kulutus ($3XI^2$) riippuu kuormitusvirrasta, joten sen arviointi olisi ollut haasteellista. Sen sijaan arvioitiin jännitteestä riippuvan loistehon tuotannon (BU^2) muutosta. Mahdolliseksi kaapeloinnin kehityssuunniksi otettiin sekä vuosien 2014–16 keskiarvo että kehityssuunnitelman tavoitteiden mukainen.

Lähtötiedot ovat liitteessä B. Kapasitanssiarvot ovat Senerin verkostosuosituksesta [17] ja eräältä valmistajalta. PJ-ilmajohtojen kapasitansseja eivät valmistajat edes ilmoita, koska ne ovat merkityksettömän pieniä. Jos siirtojohdon poikkipinnalle oli vaihteluväli, valittiin suuremman poikkipinnan mukainen arvo. Keskiarvoennusteessa oletettiin, että kunkin siirtojohdon lisääntyminen tai vähentyminen jatkuu samassa suhteessa kuin vuosina 2014–16. Tavoite-ennusteessa johtojen keskinäiset vuosittaiset muutokset pidettiin samassa suhteessa kuin ne olivat keskiarvoennusteessa, mutta yhteismäärän muutokset pienennettiin sellaisiksi, että kehityssuunnitelman tavoitteet saavutetaan vuonna 2028. Kunkin siirtojohdon tuottama varausloisteho summattiin vuosittain, josta saatiin kuvan 49 kaavio.



Kuva 49. KJ- ja PJ-verkon varausloistehon kehitys.

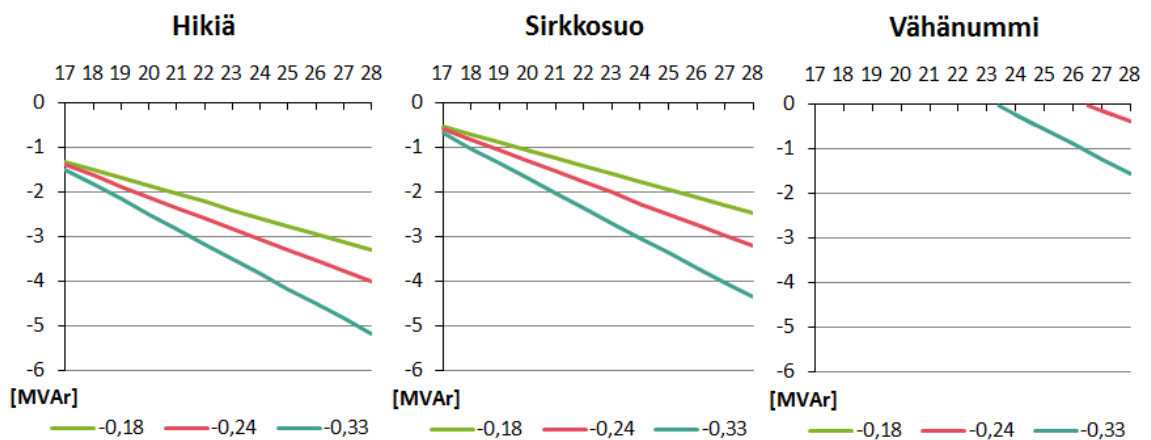
Vuosittainen loistehon tuotannon kasvu jakeluverkossa olisi kaavion mukaan 0,53 MVA, jos edetään kehittämissuunnitelman mukaan ja 0,71 MVA, jos jatketaan viime vuosien tahtiin. Koska kaapelien loistehon kulutus on pienempää kuin ilmajohtoilla, tulee todellinen muutos olemaan suurempi. Esimerkiksi kuvan 48 loistehotaseessa muutos vuosien 2014–15 välillä on 1,74 MVA ja 2015–16 noin 1,1 MVA.

Tehdään yksinkertaistettu arvio tulevaisuudesta. Kunkin liittymispisteen suurimmat laskutettavat ikkunan ylitystä ajalta ennen kompensointia on koottu taulukkoon 4. Suurin ylitys on suurin loistehohuipun ja ikkunan rajan välinen erotus ennen vuotta 2017. Reaktoriteho on liittymispisteen taakse vuoden 2017 aikana liitettyjen reaktorien tehojen summa. Oletetaan, että verkon loistehotaseen muutos jakaantuu tasan liittymispisteiden välille ja se summataan suoraan suurimman ylityksen päälle vuodesta 2017 lähtien. Oletetaan verkon loistehotaseen vuosittaiselle muutokselle (MVA/vuosi) 3 eri skenaariota: kehittämissuunnitelman mukainen -0,53, viime vuosien mukainen -0,71 ja mahdollinen -1. Kun nämä skenaariot jaetaan tasan eri liittymispisteiden kesken, jää kunkin liittymispisteen loistehohuipun kehitykselle 3 eri vaihtoehtoa (MVA/vuosi): -0,18, -0,24 ja -0,33. Kun suurin ylitys, reaktoriteho ja verkon taseen muutos summataan etumerkkeineen yhteen, saadaan tuloksena suurin loistehoikkunan ylitys kullekin skenaariolle vuonna 2017. Summaamalla tähän arvioitua taseen vuosittaista muutosta saadaan seuraavien vuosien arvot.

Taulukko 4. *Kompensointitarve-ennusteen lähtötiedot.*

Liittymispiste	Suurin ylitys 2013-2016 [MVA _r]	Reaktoriteho 2017 [MVA _r]	Taseen muutos 2017-2028 [MVA _r /vuosi]			Ikkunan ylitys 2017 [MVA _r]		
Hikiä	-4,163	3	-0,18	-0,24	-0,33	-1,34	-1,40	-1,49
Sirkkosuo	-0,360	0	-0,18	-0,24	-0,33	-0,54	-0,60	-0,69
Vähänummi	-1,563	4	-0,18	-0,24	-0,33	0,00	0,00	0,00

Kuvassa 50 on taulukon 4 lähtötiedoilla muodostetut kuvaajat siitä, paljonko kussakin liittymispisteessä jää laskutettavaa antorajan ylitystä. Kuvan vaaka-akseli on vuosiluku, ja pystyakseli on suurin loistehoikkunan ylitys eli suurin loistehorajan ja loistehohuipun välinen erotus. Hikiän kompensointikapasiteetti on jo lähtökohtaisesti liian pieni ja Sirkkosuolla kompensointia ei vielä ole. Vähänummen reaktorikapasiteetti riittää pitkälle tulevaisuuteen. Jos haluttaisiin välttää kokonaan loistehomaksuilta, Sirkkosuolle ja Hikiälle tulisi hankkia lisää reaktorikapasiteettia. Pahimman skenaarion mukaan -3 MVA_r raja ylittyy Hikiällä vuonna 2022 ja Sirkkosuolla vuonna 2024. Hikiän tilanne voi muuttua, jos sen takainen SJ-asiakas investoi kompensointiin. Sirkkosuolle tätä epävarmuutta ei ole, joten sinne kannattanee hankkia säädettävä reaktori lähivuosina.

**Kuva 50.** *Liittymispisteiden suurin kompensoimatta jäävä antorajan ylitys.*

6. LOISTEHON HINNOITTELU NEOY:N ASIAKKAILLE

Yhtenä vaihtoehtona loistehon hallintaan on asiakkaiden loistehon hinnoittelun kehittäminen. Tällä hetkellä NEOY:n KJ- ja SJ-asiakkaiden hinnoittelussa loisteho on jo mukana. PJ-asiakkaat maksavat loistehosta vain jos heillä on käytössään sähkönsiirtohinaston tehotuote. Tässä kappaleessa käydään läpi, mitä kustannuksia loistehosta NEOY:lle syntyy, mitkä ovat nykyiset hinnoittelumallit ja miten hinnoittelua kehitettäisiin uuden kantaverkkosopimuksen edellyttämään suuntaan.

6.1 Asiakasnäkökulmia loistehon kompensointiin

Suurempien asiakkaiden loistehon kompensointilaitteistoilla on merkittävä vaikutus jakeluverkon loistehotaseeseen. Asiakkaiden tarpeet ja tämän hetkiset ratkaisut kompensointiin haluttiin ottaa huomioon, kun mietitään loistehon hallinnan tulevaisuutta. Kolmelle KJ-asiakkaalle esitettiin liitteen A mukaiset kysymykset. Haastattelu tehtiin joko sähköpostilla tai puhelimitse. Kaikilta asiakkaalta saatiin vastaukset ja ne käydään läpi tässä luvussa.

NEOY:n tiedon mukaan kaikilla KJ-asiakkailla on omaa kompensointia. Kyselyyn osallistuneiden asiakkaiden kohdalla se piti ainakin paikkaansa. Yhdellä asiakkaalla oli valmius sekä induktiivisen että kapasitiivisen loistehon kompensointiin ja muilla pelkästään induktiivisen loistehon kompensointilaitteistoja. Yhteisesti katsottuna painotus on vahvasti kondensaattoripuolelle.

Kompensointiyksiköt olivat 250–300 kVAr luokkaa, joita oli osalla asiakkaista useampi yhdessä tai hajautettuna sisäiseen verkkoon. Yhteiskompensointiteho vaihteli siis sadoista jopa tuhansiin kilovareihin. Kaikki laitteet olivat säädettäviä ja säätötapa useimmiten automaattinen. Tarkempaa teknistä tietoa säätötavasta ei saatu.

Kompensointiin suhtauduttiin selkeästi taloudellinen näkökulma edellä. Kahden asiakkaan sisäisen verkon kannalta kompensointi ei olisi ollut teknisesti välttämätön; kompensoinnin ollessa poissa käytöstä ei ole havaittu mitään haittoja tai ongelmia. Kolmannelle asiakkaalle kompensointi sen sijaan oli myös teknisesti välttämätön, sillä kompensoimattomana sisäverkossa esiintyy merkittäviä haittoja.

Muita loistehoon liittyviä asioita, joihin asiakkaat olivat kiinnittäneet huomiota, olivat kompensointilaitteiden vaatima huolto ja verkon yliaaltopitoisuus. Koska kompensointiyksiköiden virrat ovat suuria, esiintyy lämpöongelmia, joita joudutaan lämpökuvauksella tutkimaan. Yliaallot koettiin jonkinasteiseksi ongelmaksi, mutta tarkkaa tai ajantasaista tietoa pitoisuudesta ei ollut.

6.2 Loistehon kustannukset NEOY:lle

Loisteho aiheuttaa monen tyyppisiä kustannuksia verkkoyhtiölle. Kustannuskomponentteja ovat jakeluverkon pätö- ja loistehohäviöt, kompensointilaitteiden investointikustannukset, kompensoinnin häviöt ja nykyisin myös Fingridin loissähkömaksut. Kompensointilaitteet tarvitsevat elinkaarensa aikana huoltoa. Lisäksi rakennettavaa verkkoa voidaan joutua mitoittamaan jäykemmäksi ja muuntajat isommiksi siirrettävän loistehon takia.

Loistehon siirto kasvattaa kuormitusvirtaa eli loisteho varaa osan pätötehon siirtokapasiteetista ja aiheuttaa loistehohäviöitä. Loistehoa joudutaan siirtämään, koska asiakkaiden induktiiviset kuormitukset sitä tarvitsevat. Lasketaan asiakkaiden aiheuttamat loistehohäviöt ja otetaan tarkasteluun vuosi 2016. Luvun 4.3.4 esitettyjen kaikkien asiakkaiden pätö- ja loistehon ottoenergioista voidaan laskea vuoden keskimääräiset tehot. Vähennetään näistä arvoista LTO:n vaikutus, koska se on NEOY:n oma laitos. Pätötehon keskiarvoksi saadaan 47,262 MW ja loistehon keskiarvoksi 2,478 MVar, joten näennäistehoksi saadaan laskettua 47,327 MVA. Näennäistehon ja pätötehon erotus on 64,91 kW eli kasvanut kuormitusvirta aiheuttaa häviöitä vuodessa 570,17 MWh. Vuoden 2016 Elspot-hinnan keskiarvo Suomessa oli 32,45 €/MWh ja sovitaan välityspalkkioksi 0,046 €/MWh, jolloin loistehon aiheuttamiksi häviökustannuksiksi saadaan laskettua 35,3 % kokonaiskustannuksista.

Loistehotaseen hallintaan tarvitaan kompensointilaitteistoja. NEOY on investoinut tänä vuonna 3 reaktoria, joiden tiedot on koottu taulukkoon 5. Investointikustannukset on otettu Energiaviraston yksikköhinnoista [34]. 40 vuoden pitoajalla investointikustannukset ovat 12,6 % vuosittaisista kokonaiskustannuksista.

Häviötehoksi kaikille laitteille on ilmoitettu $< 1,25$ % nimellistehosta. Kapulin ja Mattilan reaktoreita ei tarvitse tällä hetkellä käyttää nimellisellä, joten laskettaessa vuotuista häviöenergiaa, arvioidaan niiden häviötehon olevan puolet maksimista. Kompensointihäviöiden yhteiskustannukset ovat 34,0 % kokonaiskustannuksista, kun käytetään aiemmin mainittua Elspot-hintaa.

Taulukko 5. NEOY:n kompensointilaitteistojen kustannukset.

Reaktori	Investointi [€/kpl]	Pitoaika [a]	Häviöteho [kW]	Häviöenergia [MWh]	Häviöt [€/a]
Kapuli 1 MVar	61 400	40	12,5	54,9	3,4 %
Mäntsälä 3 MVar	101 300	40	37,5	329,4	20,4 %
Mattila 3 MVar	101 300	40	37,5	164,7	10,2 %

Fingridin loissähkömaksuja joudutaan maksamaan vielä nykyisellä kompensointikapasiteetillakin Sirkkosuon ja Hikiän liittymispisteissä. Sirkkosuon takaisessa verkossa ei reaktoreita ole ja Hikiän takainen reaktori ei riitä kompensoimaan kaikkea loistehoa. Tarkastellaan kustannuksia vuoden 2016 datalla ja huomioidaan siinä nykyinen kompensointi. Sirkkosuon vuotuiset ikkunan ylityskustannukset ovat 1,1 % kokonaiskustannuksista ja Vähänummesta kustannuksia ei kompensoinnilla tule. Hikiän tilanne on muuttunut täysin vuodesta 2016. Kun tarkastelee tilannetta kompensoinnin jälkeisenä aikana heinäkuussa 2017, jää maksettavaa vielä reilusti jäljelle. Heitetään heinäkuun pohjalta arvio, että Hikiän ylityskustannukset ovat 17,1 % kokonaiskustannuksista. Yhteensä loistehomaksuista tulee kustannuksia täten 18,2 % kokonaiskustannuksista.

Huoltokustannuksista eikä muista välillisistä kustannuksista ole tarkkaa tietoa, joten ne jätetään huomioimatta. Loistehon aiheuttama kokonaiskustannus saadaan verkon häviöiden, investointikustannusten, kompensointihäviöiden ja loistehoikkunan ylityskustannusten summana. Häviökustannukset muodostavat valtaosan kustannuksista. Todennäköisesti kustannukset ovat tulevaisuudessa vielä suuremmat, koska jatkuva kaapelointi vie jakeluverkon tasetta koko ajan kapasitiivisempaan suuntaan ja Fingridin loistehomaksut nousevat asteittain aina vuoteen 2019 saakka.

6.3 Loistehon nykyinen hinnoittelumalli asiakkaille

Hinnoittelumallit vaihtelevat jännitetasoittain. PJ- ja KJ-asiakkaiden siirtotariffituotteet on koottu taulukkoon 6. PJ-tehotuotteen on valinnut 163 asiakasta (toukokuu 2017), joten valtaosaa PJ-asiakkaista loistehomaksut eivät koske. Uudet asiakkaat, joilla on yli 100 A pääsulakkeet ovat automaattisesti tehotuotteen asiakkaita. Pienemmille asiakkaille on tarjolla myös vaihtoehtoisia tuotteita. Taulukon hinnat ovat arvonlisäverottomia ja kulutusmaksut eivät sisällä energiaveroa.

Taulukko 6. *PJ- ja KJ-asiakkaiden siirtotariffit.*

	PJ-teho	KJ-teho 1	KJ-teho 2
Perusmaksu [€/kk]	84,05	295,62	6190,13
Tehomaksu [€/kW, kk]	1,89	1,63	1,69
Loistehomaksu [€/kVAr, kk]	3,37	3,37	3,37
Kulutusmaksu [snt/kWh]	1,76	1,36	-
Kulutusmaksu, talviarkipäivä [snt/kWh]	-	-	1,14
Kulutusmaksu, muu aika [snt/kWh]	-	-	0,67

KJ-asiakkaille on tarjolla 2 tuotetta: KJ-teho 1, jossa on pieni perusmaksu, mutta korkeampi kulutusmaksu kuin toisessa tuotteessa. KJ-teho 2 tuotteessa otetaan huomioon myös kulutusajankohta vastaavasti kuin Fingridin hinnoittelussa. Tehomaksu lasketaan liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman tunnin tehohuipun keskiarvona. PJ-asiakkaille sallitaan 33 % tehohuipun ylitys huhtikuun ja lokakuun välisenä aikana ilman vaikutuksia laskutushuippuun.

Loistehomaksu on kaikissa tuotteissa sama. Maksun perusteena on kuukauden suurin loistehotunti, josta vähennetään ilmaisosuus eli 16 % kuukauden suurimmasta pätötehoarvosta. Ylitykset huomioidaan sekä induktiiviseen että kapasitiiviseen suuntaan.

SJ-asiakkaille maksut ovat alueverkkopalveluhinnaston mukaisia, johon ei ole tarpeen tutustua kuin loistehojen osalta. SJ-asiakkaiden loistehomaksut määräytyvät vastaavalla tavalla kuin kappaleessa 3 läpikäydyssä Fingridin hinnoittelumallissa. Toisin sanoen SJ-asiakkaiden loistehomaksut ovat NEOY:n kannalta vain läpilaskutettava suorite.

6.4 Loistehon hinnoittelun kehittämisehdotukset

Jakeluverkko on rakennettu asiakkaita varten. Sähköverkkotoiminnan vaatimukset lähitivät aikoinaan kiristymään, kun huomattiin yhteiskunnan voimakas riippuvuus sähköstä. Toisin sanoen asiakkaiden vaatimukset sähkön toimituksen laadun suhteen olivat nousseet korkealle. Vaatimusten täyttämiseksi verkkoyhtiöt ryhtyivät rakentamaan säävarmaa verkkoa eli useimmiten kaapeloimaan, mikä johti siihen, että loistehotase alkoi painua kapasitiiviseen suuntaan. Tämä alkoi näkyä Fingridin kustannuksissa, joka reagoi muuttuneeseen tilanteeseen kiristämällä omaa loistehon hinnoitteluaan verkkoyhtiöille. Nyt ollaan tilanteessa, jossa verkkoyhtiöiden tulisi kohdistaa omalla hinnoittelullaan verkon maakaapeloinnin aiheuttaman loistehoylijäämän hallinnan kustannukset omille asiakkailleen.

Koska hinnoittelulla voidaan ohjata asiakkaiden tehokerrointa haluttuun suuntaan, mietitään ensin, mitä tavoitteita sille on. Ensisijainen tavoite on, että asiakkaat eivät aina-

kaan pahenna verkkoyhtiön jatkuvasti kapasitiivisempaan suuntaan siirtyvää loistehotasetta. Toisena tavoitteena olisi, että asiakkaat osallistuisivat verkon loistehoylijäämän kompensointiin kuluttamalla loistehoa. Tavoitteiden täyttäminen tarkoittaa siten, että hinnoittelun tulisi rohkaista asiakkaita pitämään tehokertoimensa induktiivisena.

NEOY:n nykyisellä hinnoittelulla SJ-asiakkaat maksavat sen, mitä loistehon osalta aiheuttavatkin. Hinnoittelua ei siten ole tarpeen muuttaa. KJ- ja PJ-asiakkaiden hinnoittelusta onkin sitten haasteellisempaa muodostaa kuvaa. Tutkitaan ensin, että onko kummallakaan asiakasryhmällä tarvetta hinnoittelun ohjaavalle vaikutukselle.

PJ-asiakkaat näyttäisivät olevan loistehon kuluttajia, vaikkakin valtaosa antopuolesta jää pimentoon, koska mittausdataa oli vähän tarjolla. Työssä pitäydytään tässä olettamuksessa. PJ-asiakkaiden tehokerroin on siten jo lähtökohtaisesti induktiivinen ja yhteismäärällinen ottoenergia suuri, joten sen kasvattamiseen ei ole nykyistä enempää tarpeen ohjata. Loistehon anto on ollut kasvussa, joten kehitys on syytä katkaista. Vaikka datan perusteella kyseessä onkin merkityksetön määrä, voi loistehon annon mittausta vailla olevan suuren massan suunta olla tällä hetkellä sama. Haasteena on, että vain pienellä osalla asiakkaita on käytössään tariffi, jossa on huomioitu loisteho. On kuitenkin todennäköistä, että siirtyminen tehopohjaiseen hinnoitteluun on tulevaisuutta, jolloin myös loistehomaksuista tulee kaikkien PJ-asiakkaiden arkea. Toinen tämän hetken haasteista on, että valtaosa PJ-asiakkaita ei pysty juurikaan säätämään omaa tehokerrointa. Antopuolen vaatimusten tiukentaminen voisi kuitenkin pidemmällä aikavälillä rohkaista asiakkaita miettimään keinoja tehokertoimen säätämiseen, esimerkiksi oman mikrotuotantolaitoksen tai sähköauton latauspisteen muodossa.

Mikrotuottajien määrä on kovassa kasvussa ja 10 vuoden päästä omaa tuotantoa voi olla jopa tuhansilla NEOY:n PJ-asiakkailla. Kuten aiemmin mainittiin, voivat aurinkosähkötuottajat yleensä säätää invertterin tehokerrointa ja jopa käyttää invertteriä loistehon kompensointiin yöaikaan. NEOY:n verkkoon liittyville mikrotuottajille voitaisiin antaa vaatimukseksi, että tehokerroin tulee olla säädettynä induktiiviseksi. Kapasitiivisen loistehon kompensoinnista voitaisiin palkita esimerkiksi maksamalla parempaa korvausta verkkoon annetusta pätötehosta tai toisin päin ajateltuna maksaa pienempää korvausta, mikäli tarkastelukaudella ylittyy jokin ennalta määritelty loistehon antoraja. Mikrotuottajien kompensointipotentialin hyödyntämisestä on syytä kerätä tulevana vuosina kokemusta tutkimalla sitä joissakin testikohteissa. Tähän hetkeen ratkaisu voisi olla nykyisille ja tuleville mikrotuottajille annettava suositus invertterin tehokertoimen säätämisestä induktiiviseksi.

KJ-asiakkaiden loistehon anto on ollut suurimmillaan yli 2 GVarh vuositasolla ja jatkossakin todennäköisesti ainakin 1 GVarh luokkaa. Tällä hetkellä kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteistoja ei kaikilla KJ-asiakkailla ole. Hinnoittelulla kannattaisi kuitenkin tähän suuntaan rohkaista, jotta anto saataisiin minimoitua ja varsinkin estettyä

sen mahdollinen kasvu. Loistehotase on selvästi induktiivinen siitäkin huolimatta, että kaikilla asiakkailta on loistehon kompensointilaitteistoja. Jos jätetään LTO:n vaikutus huomioimatta, loistehon otto on pysynyt likimain samalla tasolla vuodesta 2014 saakka. Ottopuolen hinnoitteluun ei siten ole välttämätöntä tarvetta tehdä muutoksia.

Vuoden 2016 toteutuneiden loistehomaksujen kokonaismäärästä 92 % on tullut PJ-asiakkailta ja 8 % KJ-asiakkailta. Melko pienellä osalla PJ-asiakkaista oli käytössään tehotariffi, joten ero vaikuttaa yllättävän suurelta. Tähän toki vaikuttaa eniten se, että KJ-asiakkailta on omaa kompensointia, jolla loistehon käyttö on voitu optimoida. Yhteensä loistehomaksujen toteuma oli samaa luokkaa kuin luvussa 6.2 lasketut kustannukset, joten kokonaisuutta ajatellen hinnoittelu on kohdallaan. PJ-asiakkaiden maksussa voisi kuitenkin olla hieman pienentämisen varaa, jolloin keskinäinen epäsuhta kustannusten maksussa tasoittuisi. Myös tulevaisuutta ajatellen tämä voisi olla hyvä ratkaisu, jos entistä suurempi määrä PJ-asiakkaita siirtyy tehopohjaisen hinnoittelun piiriin.

Verrattaessa AMR-dataa ja toteutuneita maksuja huomattiin, että laskutus on toiminut virheellisesti. Virhe on ollut kaikissa tapauksissa asiakkaan eduksi. Laskutuksessa on huomioitu vain loistehon ottorajan ylitys, vaikka myös antopuolen rajan ylitys olisi hinnaston perusteella pitänyt huomioida. Lisäksi huomattiin, että loistehon annon mittauksen piirissä on vain 3 % niistä PJ-asiakkaista, joilla on käytössään tehotariffi. Samoin yhdeltä KJ-asiakkaalta loistehon antosuunnan mittausta ei ole tehty. Laskuttamatta jäänyttä osuutta ei näiden asiakkaiden osalta voida selvittää. Ne asiakkaat, joilla loistehon annon mittaus on ollut käytössä, olisivat kasvattaneet kokonaistuloja 1,9 %, jos antorajan ylitys olisi huomioitu oikein laskutusperusteena.

Edellä mainittujen syiden takia hinnoittelumuutokseen on siis tarvetta. Uusi hinnoittelumalli voisi olla seuraavanlainen. Pienennetään KJ- ja PJ-asiakkaiden antopuolen ilmaisosuus nykyisestä 16 %:sta 4 %:iin kuukauden suurimmasta päätötehoarvosta ja pidetään ottopuolen ilmaisraja samana. Pienennetään PJ-asiakkaiden loistehomaksu nykyisestä 3,37 €/kVAr hinnasta uuteen arvoon 3,06 €/kVAr. Näillä muutoksilla asiakkaiden loistehon anto saataisiin pieneneään, tasoitettaisiin maksujen osuutta ja rohkaistaisiin kaikkia asiakkaita pitämään tehokertoimensa induktiivisena. Muutoksen teko edellyttää, että asiakkaille tarjotaan opastusta toimenpiteistä, joilla heillä on mahdollisuus sopeuttaa sähkönkäyttönsä uuden hinnoittelun vaatimuksiin.

Lasketaan vuoden 2016 datalla uuden hinnoittelumallin vaikutus asiakkaiden maksuihin. Yhdeltä KJ-asiakkaalta loistehon antopuoli oli mittaamatta, joten tämän asiakkaan osalta käytetään laskennan laskutusperusteena pelkästään ottorajan ylityksiä. Antorajan pienentämisellä ei ollut vaikutusta niiden muutaman PJ-asiakkaan laskutukseen, joilta myös antosuunta oli mitattuna. Loppujen PJ-asiakkaiden osalta oli datan puuttuessa oletettava, että laskutus perustuu vain ottorajan ylityksiin. Tämä tilanne on edellä tehdyn

oletuksen mukainen, että PJ-asiakkaiden kuormat olisivat keskimäärin induktiivisia. Näillä reunaehdoilla laskettu loisteholaskutuksen kokonaiskertymä oli sama kuin vuonna 2016 toteutunut (virheellinen) laskutus. PJ-asiakkaiden osuus maksuista oli nyt 84 % ja KJ-asiakkaiden 16 %. Hinnoittelumuutoksen vaikutuksia loistehoihin ei työn rajoissa lähdetty arviomaan.

Lasketaan vielä vaihtoehto, jossa varaudutaan PJ-tehotariffiin siirtyvien asiakkaiden määrän kasvuun. Valitaan 10 % aiempaa pienempi kokonaiskertymä nykyisellä joukolla, jolloin PJ-asiakkaiden loistehomaksun suuruudeksi tulee 2,69 €/kVA. PJ-asiakkaiden osuus maksuista olisi nyt 82 %.

Nämä mallit ovat tarkoitettu hinnoittelumuutoksen lähtökohdiksi. Ennen todellista hinnoittelunmuutosta olisi hyvä kuulla kehitysehdotuksia eri sidosryhmiltä ja mahdollisesti kokeilla hinnoittelua ensin rajatulla joukolla. Hinnoittelun muuttaminen on haasteellinen tehtävä ja voi aiheuttaa hämmennystä tai jopa vastustusta asiakkaissa. Asian tärkeydestä sähköverkon kannalta, mahdollisista toimenpiteistä ja taloudellisista seikoista informoimiseen tulee muutoksen yhteydessä panostaa. Muutokseen on joka tapauksessa tarvetta ja oikea hinnoittelutapa löytynee jostakin ehdotetun ja nykyisen hinnoittelun väliltä.

7. YHTEENVETO

Mennyt ja kuluva vuosikymmen lukuisine suurhäiriöineen toivat esille Suomen yhteiskunnan voimakkaan riippuvuuden sähköstä. Asiakkaiden vaatimukset sähkön toimituksen laadun suhteen olivat nousseet aivan uudelle tasolle. Tämän seurauksena sähköverkkotoiminnan vaatimukset ovat jatkuvasti kiristyneet. Vakiokorvauskäytännön myötä verkkoyhtiöille tuli velvollisuus korvata asiakkailleen pitkien sähkökatkojen aiheuttamasta haitasta. Uudessa sähkömarkkina-laissa asetettiin ylärajat keskeytysten kestolle ja sitoutettiin verkkoyhtiöt pysymään näissä keskeytysajoissa asteittain vuoteen 2028 mennessä. Jakeluverkkoyhtiöt ovat vastanneet haasteeseen rakentamalla säävarmaa sähköverkkoa eli jakeluverkkoa, jonka toimintaan sääolosuhteilla ei ole vaikutusta. Yleisimmin tämä on tarkoittanut siirtymistä maakaapeliin niin vanhan kuin uudenkin verkon osalta.

Lisääntyvä maakaapelointi on kuitenkin tuonut mukanaan uudentyyppisen haasteen sähkönsiirtoverkon ylläpitoon. Ilmajohtoihin verrattuna maakaapelit tuottavat enemmän loistehoa ja toisekseen myös niiden loistehon kulutus on vähäisempää. Jakeluverkkojen loistehoylijäämän lisääntyminen on kasvattanut kantaverkkoyhtiö Fingridin kapasitiivisen loistehon kompensointitaakkaa. Uudessa kantaverkkosopimuksessa muuttuneeseen tilanteeseen vastattiin muun muassa siirtymällä liittymispistekohtaiseen loistehotarkasteluun ja muuttamalla loistehoikkunan ylitysten hinnoittelua. Loistehon hallinnan kustannukset sälytettiin näin jakeluverkkoyhtiöille. Muutokset tarkoittavat, että jakeluverkkoyhtiöiden tulee lisätä loistehon hallinnan kapasiteettiaan. Aiheutuneet kustannukset tulee hinnoittelun muutoksilla pyrkiä kohdistamaan omille asiakkaille eli niille, joita varten verkko on rakennettu.

Työssä tutkittiin jakeluverkkoyhtiö NEOY:n asiakkaiden sähkönkäyttötottumuksia ja loistehotilannetta jakeluverkossa. Sähkönkäyttötottumuksien tutkimiseen oli käytössä tuntikohtaista mittausaineistoa etäluettavilta sähkömittareilta tammikuusta 2013 huhtikuuhun 2017. Aineisto oli muuten kattava, mutta loistehon ottoa ja eritoten antoa oli mitattu melko rajalliselta joukolta PJ-asiakkaita. PJ-asiakkaiden tehokerroin arvioitiin käytettävissä olevan datan rajoissa keskimäärin induktiiviseksi ja kyseinen asiakasryhmä olikin merkittävin loistehon kuluttaja. Kulutus oli kaikilla asiakasryhmillä pienimmillään kesäaikaan, jolloin jakeluverkko kipeimmin tarvitsisi loistehoylijäämän kuluttajia.

Pätötehoa tuottavien PJ-asiakkaiden määrä on kasvanut nopeassa tahdissa viimeisten vuosien aikana. Näiden asiakkaiden pätötehon otto ei ole kuitenkaan vähentynyt samassa suhteessa kuin anto verkkoon päin on kasvanut. Tähän on syynä se, että asiakkaiden

kulutus ja tuotanto painottuu eri ajankohtiin vuorokautta. Loistehotaseen hallinnan kannalta haasteellisia verkostovaikutuksia tulevat tuottajamäärän kasvaessa olemaan pienentyvä kesäajan kulutus, huipputehontarpeen pysyminen samana ja lisääntyvät tehonvaihtelut. Pientuotannossa voi kuitenkin olla potentiaalia paikalliseen loistehon kompensointiin, sillä niissä käytettävissä inverttereissä on yleensä hyvät tehokertoimen säätömahdollisuudet. Markkinoilla on jo nykyisellään ratkaisuja, joissa invertteriä voidaan hyödyntää kompensointiin myös aikoina, jolloin tuotantoa ei ole.

Kaikilla KJ-asiakkailla oli käytössään induktiivisen loistehon kompensointilaitteistoja, mutta tästä huolimatta asiakkaiden yhteenlaskettu loistehotase oli reilusti induktiivinen. NEOY oli kokeillut KJ-asiakkaiden hyödyntämistä kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa kytkemällä kompensointikondensaattorit pois käytöstä omistamaltaan laitokselta. Päätöksen voitiin aineiston pohjalta todeta olleen taloudellisesti onnistunut, sillä sen avulla verkkoon saatiin noin 0,6-0,7 MVAR edestä reaktoritehoa. Asiakkaiden kompensointipotentiaali kannattaa siis mahdollisuuksien mukaan hyödyntää.

Säävarma verkon rakentamisen myötä NEOY:n jakeluverkon loistehotase on voimakkaassa muutoksessa kapasitiiviseen suuntaan. Vuonna 2016 PJ-verkosta oli kaapeloituna 31 % ja KJ-verkosta 21 %. Loistehotaseen tulevaa muutosta ennustettiin käyttäen pohjana vuodesta 2013 lähtien kerättyä aineistoa kunkin käytössä olevan siirtojohtoon pituuksista. Mikäli kaapelointitahti jatkuu samana kuin vuosien 2014–16 keskiarvo, kasvaa pelkästään verkon varausloistehon tuotanto 0,71 MVAR vuosittain. Kehittämissuunnitelmassaan NEOY on asettanut seuraavat tavoitteet kaapelointiasteille vuoteen 2028 mennessä: PJ-verkko 45 % ja KJ-verkko 46 %. Tavoitteiden saavuttamiseen riittää nykyistä maltillisempi kaapelointitahti, mutta minimissäänkin verkon varausloisteho kasvaa 0,53 MVAR vuodessa. Jos otetaan huomioon kaapeleiden ilmajohtoja vähäisempi loistehon kulutus, on verkon loistehotaseen vuosittainen muutos todellisuudessa edellä esitettyjä lukuja suurempi.

Loistehotilannetta tutkittiin liittymispisteissä hyödyntämällä Fingridin tarjoamaa aineistoa ja NEOY:n omia mittaustietoja päämuuntajilta. Kaikissa liittymispisteissä oli tapahtunut pitempiaikaisia antorajan ylityksiä erityisesti kesällä vähäisen kulutuksen aikaan. Hikiän ja Vähänummen liittymispisteissä voitiin todeta olevan välitön tarve kompensoinnille. Kehitys oli nähty jo aiemmin ja investointipäätökset tehty, joten kesäkuussa 2017 näiden liittymispisteiden taakse asennettiin reaktoreita. Kaapelointiasteen kasvaessa joudutaan kompensointitehoa kuitenkin väistämättä investoimaan lisää tulevaisuudessa.

Edellä mainitut laskelmat verkon loistehotaseen tulevasta muutoksesta, liittymispisteiden suurimmat loistehorajojen ylitykset ja nykyinen kompensointikapasiteetti lähtötietoina ennustettiin tulevaa kompensointitarvetta. Oletuksena oli, että verkon loistehotaseen vuosittainen muutos jakaantuu tasan liittymispisteiden kesken. Hikiällä kompen-

sointitehoa oli jo lähtökohtaisesti liian vähän ja Sirkkosuolla kompensointia ei vielä ole. Ennusteen pohjalta voitiin todeta, että ainakin Sirkkosuolle kannattaa lähivuosina investoida säädetty reaktori. Hikiällä lisäkompensoinnille olisi periaatteessa välitön tarve, mutta sen takaisen SJ-asiakkaan mahdolliset reaktori-investoinnit asettavat epävarmuustekijöitä tilanteeseen.

Suurempien asiakkaiden näkemyksiä loistehon kompensoinnista ja tämän hetken kompensointiratkaisuja kartoitettiin kolmelle KJ-asiakkaalle osoitetulla kyselyllä. Jokaisella kyselyyn osallistuneella asiakkaalla oli vastausten perusteella käytössään kompensointilaitteistoja. Tulos tuki aiempaa oletusta, että kaikilla KJ-asiakkailla on käytössään omaa kompensointia. Asiakaskohtaisesti kompensointikapasiteetti vaihteli sadoista jopa tuhansiin kilovareihin saakka. Esiin nousi selkeästi, että kompensointia katsotaan ensisijaisesti taloudellisesta näkökulmasta. Yhdelle asiakkaalle oma kompensointi oli välttämätön sisäisen verkon häiriöttömän toiminnan kannalta. Kaikkien kompensointilaitteet olivat säädettyjä ja useimmiten säätö hoitui automaattisesti. Kompensointikapasiteettia oli lähinnä vain induktiivisen loistehon kompensointiin.

Sähkökäyttötottumuksien ja loistehotilanteen tutkimuksien tuloksia, uuden kantaverkosopimuksen reunaehdoja ja asiakkaiden näkökulmia käytettiin pohjana loistehon hinnoittelun kehittämisehdotuksille. SJ-asiakkaiden loistehon hinnoitteluun ei ollut tarpeen tehdä muutoksia, sillä kyseiset asiakkaat kattoivat maksuillaan sen, mitä loistehon osalta aiheuttivatkin. Sen sijaan PJ- ja KJ-asiakkaiden hinnoittelussa nähtiin muutostarpeita. Muutosten tavoitteina oli minimoida loistehon anto verkkoon, ohjata asiakkaita pitämään tehokertoimensa induktiivisena ja tasoittaa kyseisten asiakasryhmien keskinäistä osuutta maksuista. Ratkaisuna näiden tavoitteiden saavuttamiseen ehdotettiin seuraavat toimenpiteet. Pienennetään loistehon antopuolen ilmaisosuuden raja nykyisestä 16 %:sta 4 %:iin kuukauden suurimmasta päätötehoarvosta, lasketaan PJ-asiakkaiden loistehomaksu arvoon 3,06 €/kVAr (aiemmin 3,37 €/kVAr) ja korjataan laskutuksessa ilmenneet virheet. Näillä toimenpiteillä loistehomaksukertymä pysyy laskelmien mukaan vähintään samana kuin vuonna 2016.

Työn jatkotutkimusaiheeksi sopisi asiakkaiden hyödyntäminen loistehon kompensoinnissa. Tutkimusaineistona voitaisiin hyödyntää jo usean vuoden ajalta kerättyjä tehotietoja mikrotuottajilta. Tarkempaan tutkintaan otettaisiin muutamia testikohteita, joiden invertterien tehokerrointa säädetään ja seurataan muutoksen vaikutuksia käyttöpaikan loistehotaseeseen. NEOY omistaa muutamia sähköautojen latauspisteitä, joten myös niihin voitaneen vaivattomasti soveltaa samantyyppistä tutkimusta. Samalla voitaisiin kartoittaa markkinoilla olevia invertteriratkaisuja, ja mikrotuottajien liittymisprosessista verkkoon voitaisiin etsiä mahdollisia kehityskohteita. Tässä työssä ei otettu kantaa loistehon kompensoinnin haittavaikutuksiin, joten se aihepiiri kannattaa sisällyttää mahdollisiin jatkotutkimuksiin.

LÄHTEET

- [1] Energiavirasto, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut. 2015. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-vuodelta-2015>
- [2] Mäntsälän Sähkö Oy, Tilinpäätös. 2016, 12 s. Saatavissa: https://www.nivos.fi/sites/default/files/tilinpaatos_2016_neoy.pdf
- [3] K. Nousiainen, DEE-11010 Sähköenergiajärjestelmät. Tampereen teknillinen yliopisto, kurssimateriaali, 2016, 228 s.
- [4] A. Stenvall, DEE-11110 Sähkötekniikan perusteet. Tampereen teknillinen yliopisto, luentomateriaali, 2014, 37 s. Saatavissa: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/DEE-11110/2014/08-acpower.pdf>
- [5] K. Nousiainen, SVT-1200 Sähkövoimajärjestelmän perusteet. Tampereen teknillinen yliopisto, kurssimateriaali, 2012, 180 s.
- [6] S. Repo, Sähkönsiirtoverkon jännitestabiilisuusmarginaalin approksimointi. Tampereen teknillinen korkeakoulu, 2000, 64 s. Saatavissa: <http://butler.cc.tut.fi/~repo/Julkaisut/raportti2.pdf>
- [7] J. Mörsky & J. Mörsky, Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Helsinki, Otatieto, 1994, 300 s.
- [8] A. Mäkinen, DEE-24020 Sähköverkon häiriöt ja sähkön laatu. Tampereen teknillinen yliopisto, kurssimateriaali, 2016, 49 s.
- [9] A. Kenttälä, Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2016, 89 s. Saatavissa: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/24410/Kentt%C3%A4%C3%A4.pdf>
- [10] Fingrid Oyj, Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. Kantaverkkosopimus 2016: Sovellusohje. 2017, 9 s. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakk-
aat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loiss%C3%A4hk%C3%B6n%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20yll%C3%A4pi-
to.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakk-
aat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loiss%C3%A4hk%C3%B6n%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20yll%C3%A4pi-
to.pdf)

- [11] J. Elovaara & L. Haarla, Sähköverkot 1: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki, Otatieto, 2011, 520 s.
- [12] SMA Solar Technology AG, Integrated Plant Control and Q on Demand 24/7. Technical information, 13 p. Saatavissa: <http://files.sma.de/dl/7418/IPC-QoD24-7-STP-TI-en-15.pdf>
- [13] Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry, Yliaallot ja kompensointi. Tampere, Tampere Paino Oy, 2006, 120 s.
- [14] J. Elovaara & L. Haarla, Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmä ja laitteet. Helsinki, Otatieto, 2011, 551 s.
- [15] S. Vehmasvaara, Compensation strategies in cabled rural networks. Master of Science Thesis, Tampere University of Technology, 2012, 97 p. Saatavissa: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21392/Vehmasvaara.pdf>
- [16] H. Eno, Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2015, 92 s. Saatavissa: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/23754/Eno.pdf>
- [17] Sähköenergialiitto ry, Verkostosuositus SA 5:94: Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen. Helsinki, 1994, 72 s. Saatavissa: http://www.oamk.fi/~pekkar/syksy_2015_aineisto/Sahkonjakeluteknikka/Harjoitukset/Harjoitusten_materiaali.pdf
- [18] Sähköteknisen Kaupan Liitto ry (STK), AHXAMK-W 3-johtiminen. 2011, 2 s. Saatavissa: <http://www.sahkonumerot.fi/0624252/doc/brochure/>
- [19] L. Haarla, ELEC-E84190 Sähkönsiirtojärjestelmät 1. Luentomateriaali, Aalto-yliopisto, 2015, 61 s. Saatavissa: https://mycourses.aalto.fi/pluginfile.php/109-936/mod_folder/content/0/Siirtojohdot_2015_v04b.pdf
- [20] Fingrid Oyj, Kantaverkkosopimus 2016. 2016, 4 s. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Kantaverkkosopimus%202016.pdf>
- [21] A. Nikkilä, Loistehon merkitys kantaverkon jännitteiden hallinnassa. Esitysmateriaali, Fingrid Oyj, 2016, 12 s. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kayttotoimikunta/2016/23.11.2016/Loistehon%20merkitys%20kantaverkon%20j%C3%A4nnitteiden%20hallinnassa%2023112016%20Antti-Juhani%20Nikkil%C3%A4.pdf>

- [32] Tilastokeskus, Moottoriajoneuvokanta: Autot käyttövoiman mukaan. 2017. Saatavissa: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_lii_mkan/040_mkan_tau_104_fi.px
- [33] Suomen lämpöpumppuyhdistys SULPU ry, Myydyt lämpöpumput 2016. Turku, 2016, 3 s. Saatavissa: <http://www.sulpu.fi/documents/184029/208772/Myydyt-%20l%C3%A4mp%C3%B6pumput%202016%2C%20kaaviot%2C%20f.pdf>
- [34] Energiavirasto, Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>

LIITE A: HAASTATTELUKYSYMYKSET

1. Onko yrityksellänne käytössä loistehon kompensointilaitteisto?

Seuraaviin kysymyksiin ei tarvitse vastata, mikäli kompensointilaitteistoja ei ole:

2. Onko kyseessä kompensointikondensaattori (induktiivisen loistehon kompensointi eli loistehon tuottaminen) vai kompensointikela/kuristin (kapasitiivisen loistehon kompensointi eli loistehon kulutus)?

3. Mikä on kompensointilaitteiston nimellisteho ja onko teho säädettävissä?

4. Onko kompensointilaitteisto teknisesti välttämätön yrityksenne sisäisen verkon kannalta ja mikäli laitteisto on pois käytöstä, ilmeneekö teknisiä haittoja sisäisessä verkossa?

5. Haluatteko sanoa jotakin liittyen loistehoon tai sen kompensointiin?

LIITE B: ILMAJOHTOJEN JA KAAPELIEN MUUTOKSET

KJ ilmajohdot [mm ²]	Kapasitanssi [uF/km]	Keskiarvomuutos vuosina 2014-16 [km]	Osuus kokonais- muutoksesta [%]	Tavoitemuutos vuosina 17-28 [km]
≤ 34/6 Sparrow	0,0095	-9,17	36,67	-6,89
54/9 Raven	0,01	-12,60	50,40	-9,48
85/14 Pigeon	0,01	-2,03	8,13	-1,53
≥ AI 132	0,011	-0,07	0,27	-0,05
PAS 35 – 70	0,012	0,07	-0,27	0,05
≥ PAS 95	0,013	-1,20	4,80	-0,90
Yhteensä		-25,00	100,00	-18,80

KJ maakaapelit [mm ²]	Kapasitanssi (AHXAMK-W) [uF/km]	Keskiarvomuutos vuosina 2014-16 [km]	Osuus kokonais- muutoksesta [%]	Tavoitemuutos vuosina 17-28 [km]
≤ 70	0,18	-0,57	-2,29	-0,43
95 – 120	0,23	20,27	82,05	15,34
150 – 185	0,26	5,00	20,24	3,79
Yhteensä		24,70	100,00	18,70

PJ ilmajohdot [mm ²]	Kapasitanssi [uF/km]	Keskiarvomuutos vuosina 2014-16 [km]	Osuus kokonais- muutoksesta [%]	Tavoitemuutos vuosina 17-28 [km]
AMKA 16 – 25	0	-3,87	19,97	-2,44
AMKA 35 – 50	0	-11,53	59,55	-7,27
AMKA 70	0	-3,77	19,45	-2,37
AMKA 120	0	-0,20	1,03	-0,13
Yhteensä		-19,37	100,00	-12,20

PJ maakaapelit [mm ²]	Kapasitanssi (AXMK) [uF/km]	Keskiarvomuutos vuosina 2014-16 [km]	Osuus kokonais- muutoksesta [%]	Tavoitemuutos vuosina 17-28 [km]
≤ 25	0,29	0,03	0,11	0,02
35 – 50	0,29	11,00	37,63	6,47
70	0,29	-0,20	-0,68	-0,12
95 – 120	0,28	12,90	44,13	7,59
150 – 185	0,28	5,40	18,47	3,18
240 – 300	0,26	0,10	0,34	0,06
Yhteensä		29,23	100,00	17,20